

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ATUNTAQUI, UTILIZANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE).

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Alexander Rodrigo Cholango Quishpe

Director:

MSc. Segundo Hernán Pérez Cruz

Asesores:

MSc. Widmar Hernán Aguilar González

PhD. Gerardo Isaías Collaguazo Galeano

Ibarra – Ecuador

2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	172216009-8		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Cholango Quishpe Alexander Rodrigo		
DIRECCIÓN:	Cayambe, San Luis de Guachalá, Barrio la Bola		
EMAIL:	archolangoq@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	023612233	TELÉFONO MÓVIL:	0979385249

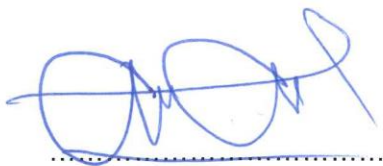
DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ATUNTAQUI, UTILIZANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE).
AUTOR:	Cholango Quishpe Alexander Rodrigo
FECHA: DD/MM/AAAA	18 de febrero del 2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	MSc. Hernán Pérez

2. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 18 días del mes de febrero de 2019

EL AUTOR:



Alexander Rodrigo Cholango Quishpe
1722160098



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Msc. Hernán Pérez

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante; Cholango Quishpe Alexander Rodrigo certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ATUNTAQUI, UTILIZANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE)"**. Para la obtención de título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, Impresión y empastado.

.....
Msc. Hernán Pérez

DIRECTOR DE TESIS

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado primordialmente a mis padres, José Rodrigo Cholango Chimarro y María Valentina Imbaquingo Chimarro por el apoyo y la confianza que me brindaron durante mi formación profesional y durante toda mi vida, por su sacrificio incondicional para que siga adelante con mis estudios que me sirvió para que no me rindiera ante cualquier adversidad, los admiro, respeto y quiero mucho.

A mis hermanas Katherin Vanessa, Tania Gabriela y a mi hermano Alejo Sebastián que con su cariño me brindan momentos de felicidad sin importar la situación, decirles también que les apoyo en sus decisiones y deseo que también logren sus metas universitarias y de vida.

Dedicarles también a las personas más especiales en mi vida, no existen palabras para describir lo que representan para mí y siento mucha felicidad de tenerlos, ellos son mis abuelitos Manuel Alejo, María Magdalena y Petrona Quishpe.

A mis tíos y tías que los aprecio mucho y a mis amigos que pueden ser pocos, pero siempre me han brindado su amistad.

Se lo dedico también a mi madre Elena Quishpe que de seguro desde el cielo me ha acompañado siempre.

Alex

Agradecimiento

Primero a Dios que me guio y me dio fuerzas en momentos difíciles.

A mis padres por todo el apoyo que me brindaron.

A la Universidad Técnica del Norte y a sus docentes por ser guías en mi formación profesional.

Agradezco al Magister Hernán Pérez que como mi tutor me brindo su asesoría y a la confianza que depositó en mí.

Al Departamento de Estudios Eléctricos de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A. por su colaboración para la realización de este estudio.

Tabla de Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN	I
CONSTANCIA	II
CERTIFICACIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
Tabla de Contenido.....	VI
Índice de Figuras	IX
Índice de Cuadros.....	XI
Resumen	XIII
Abstract.....	XIII
A1. INTRODUCCIÓN.....	XIV
A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XVI
EL PROBLEMA.....	XVII
A3. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	XVII
A4. ALCANCE DEL TRABAJO	XVII
A5. VIABILIDAD DEL TRABAJO.....	XVIII
A6. OBJETIVO GENERAL.....	XVIII
A7. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XVIII
CAPÍTULO 1	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1. Sistema de distribución de energía eléctrica	1
1.2. La estructura de las redes de distribución	1
1.2.1. Subestación de distribución	1
1.2.2. Alimentadores primarios	2
1.2.3. Transformadores de Distribución	2
1.2.4. Alimentadores secundarios	2
1.3. Regímenes de funcionamiento especiales en las redes de distribución	2
1.3.1. Regímenes normales transitorios.....	2
1.3.2. Regímenes anormales de los sistemas de distribución	4
1.4. Sistema de protecciones eléctricas.....	6
1.4.1. Objetivos de la protección del sistema eléctrico.....	7
1.5. Requisitos de protección.....	7
1.5.1. Confiabilidad	7
1.5.2. Selectividad	8
1.5.3. Velocidad de operación	8

1.5.4.	Sensibilidad	8
1.5.5.	Economía	8
1.6.	Zonas de Protección	9
1.6.1.	Protección primaria y de respaldo.....	9
1.6.2.	Protección Primaria.....	10
1.6.3.	Protección de Respaldo	10
1.7.	Equipos del sistema de protección.....	11
1.7.1.	Disyuntores o Interruptores.....	11
1.7.2.	Fusibles	11
1.7.3.	Tipos de fusibles	12
1.7.4.	Reconectador	15
1.7.5.	Seccionalizador	17
1.7.6.	Relé de protección contra sobrecorriente.....	18
1.7.7.	Indicadores de falla.....	20
1.7.8.	Seccionadores de repetición	20
1.8.	Coordinación de equipos de protección.	21
1.9.	Coordinación entre fusibles SF y el Transformador.....	21
1.10.	Coordinación de fusible a fusible	22
1.10.1.	Coordinación entre fusibles SF y T.....	23
1.10.2.	Coordinación entre fusibles T y T	24
1.11.	Coordinación entre fusibles T y conductores.....	24
1.12.	Coordinación entre relé y fusible.....	25
CAPÍTULO 2.....		26
DESARROLLO		26
2.1.	Introducción	26
2.2.	Situación actual del sistema eléctrico de la subestación Atuntaqui	26
2.2.1.	Registro de desconexiones.....	27
2.2.2.	Ajustes de los relés de protección.....	28
2.3.	Modelación de equipos de protección	28
2.3.1.	Determinación de fusibles.....	31
2.4.	Metodología para la implementación de la coordinación de protecciones	32
2.4.1.	Determinación de zonas de protección	32
2.4.2.	Delimitación de rangos de fusibles para transformadores	33
2.4.3.	Corrientes máximas de cortocircuito entre fusibles T	33
2.4.4.	Determinación de rangos de corrientes.....	34
2.5.	Cálculo de corrientes de cortocircuito	35
2.6.	Creación de plantillas de ArcGis	37

2.6.1.	Ingreso de corrientes de cortocircuito	39
2.6.2.	Ingreso de fusibles en ArcGis	40
2.7.	Protección de los circuitos alimentadores	40
2.7.1.	Circuito Atuntaqui 1.....	40
2.7.2.	Circuito Atuntaqui 2.....	42
2.7.3.	Circuito Atuntaqui 3.....	43
2.7.4.	Circuito Atuntaqui 4.....	44
2.7.5.	Circuito Atuntaqui 5.....	46
CAPÍTULO 3.....		47
RESULTADOS.....		47
3.1.	Estudio del alimentador Atuntaqui 1.....	47
3.1.1.	Coordinación de protecciones.....	47
3.1.2.	Sensibilidad de los fusibles	48
3.1.3.	Equipos de protección adicionales.....	49
3.2.	Estudio del alimentador Atuntaqui 2.....	49
3.2.1.	Coordinación de protecciones.....	49
3.2.2.	Sensibilidad de los fusibles	50
3.3.	Estudio del alimentador Atuntaqui 3.....	51
3.3.1.	Coordinación de protecciones.....	51
3.3.2.	Sensibilidad de los fusibles	52
3.4.	Estudio del alimentador Atuntaqui 4.....	53
3.4.1.	Coordinación de protecciones.....	53
3.4.2.	Sensibilidad de los fusibles	54
3.4.3.	Equipos de protección adicionales.....	54
3.5.	Estudio del alimentador Atuntaqui 5.....	55
3.5.1.	Coordinación de protecciones.....	55
3.5.2.	Sensibilidad de los fusibles	56
3.5.3.	Equipos de protección adicionales.....	57
CONCLUSIONES		59
RECOMENDACIONES		61
REFERENCIAS		62
ANEXOS.....		65
Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador A1		65
Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador A2		68
Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador A3.....		70
Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador A4		71
Anexo E: Fusibles propuestos para el alimentador A5		73

Índice de Figuras

Fig. 1. 1. Gráfico de dependencia de la magnitud del pico de carga fría con respecto al tiempo de la desconexión del alimentador. Fuente: tomada de (Torres, 2012)	4
Fig. 1. 2. Tipos de cortocircuitos. Fuente: traducida de (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)	6
Fig. 1. 3. Zonas de protección en un sistema de potencia. Fuente: (Blackburn & Domin, 2014)	9
Fig. 1. 4. Características tiempo corriente de un fusible tipo 80 T. Fuente: Autor	12
Fig. 1. 5. Curvas características de fusibles. Fuente: (Hubbell Power Systems, Inc., 2015)	14
Fig. 1. 6. Reconectador. Fuente: (Schneider Electric, 2018)	15
Fig. 1. 7. Curvas características típicas de disparo del reconectador. Fuente: Traducida de (Gönen, 2014).....	16
Fig. 1. 8. Secuencia típica para la operación de reconectador. Fuente: Traducida de: (Gers, 2013)	16
Fig. 1. 9. Seccionalizadores. Fuente: (Myeel, 2018).....	17
Fig. 1. 10. Curvas características tiempo – corriente. Fuente: Traducida de (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018).....	19
Fig. 1. 11. Ejemplo de indicador de falla. Fuente: (Horstmann, 2017)	20
Fig. 1. 12. Seccionador de repetición. Fuente: (Comensa, 2017)	21
Fig. 1. 13. Simulación de la curva de daño de un transformador de 25KVA y los fusibles tipo SF y T.	22
Fig. 1. 14. Coordinación entre el relé principal y fusible. Fuente: Autor	25
Fig. 2. 1. Diagrama unifilar de la subestación Atuntaqui.....	26
Fig. 2. 2. Ventanas principales del programa CYMTCC.	29
Fig. 2. 3. Ingreso de datos de relé para realizar la simulación, ejemplo relé general protección de fase.....	30
Fig. 2. 4. Diagrama en CYMTCC de los equipos de protección de la subestación Atuntaqui.	31
Fig. 2. 5. Curvas características de los equipos de protección modelados de la subestación Atuntaqui.....	32
Fig. 2. 6. Análisis de corrientes máximas de coordinación entre fusibles SF y T.	33
Fig. 2. 7. Análisis de corrientes de cortocircuito en derivaciones aguas abajo y derivaciones aguas arriba.....	34
Fig. 2. 8. Propiedades de la red modificadas.	36
Fig. 2. 9. Selección de datos a exportar.	37
Fig. 2. 10. Hoja de datos del estudio de cortocircuito.	37

Fig. 2. 11. Ejemplo de visor ArcGis con componentes importados desde la base de datos de EMELNORTE.....	39
Fig. 2. 12. Esquema unifilar del alimentador A1.	41
Fig. 2. 13. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A1.....	41
Fig. 2. 14. Esquema unifilar alimentador A2.	42
Fig. 2. 15. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A2..	43
Fig. 2. 16. Esquema unifilar del alimentador A3.	44
Fig. 2. 17. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A3.	44
Fig. 2. 18. Esquema unifilar del alimentador A4.	45
Fig. 2. 19. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A4.....	45
Fig. 2. 20. Esquema unifilar y equipos de protección coordinados del alimentador A5.....	46
Fig. 3. 1. Modelación de un reconectador para análisis de instalación.	58

Índice de Cuadros

TABLA 1. 1. Corrientes de fusión para fusibles tipo SF y tipo T.	14
TABLA 1. 2. Ecuaciones mediante las cuales se puede aproximar las curvas inversas.	20
TABLA 1. 3. Fusibles para protección de transformadores de 13,8 kV. Fuente: EMELNORTE.....	22
TABLA 1. 4. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles SF y fusibles tipo T que se ubican aguas arriba.	23
TABLA 1. 5. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles T. Fuente: EMELNORTE.....	24
TABLA 1. 6. Corrientes de fusión de fusibles tipo T y conductores. Fuente: Autor	25
TABLA 2. 1. Interrupciones del sistema eléctrico de la subestación Atuntaqui. Fuente: EMELNORTE.....	27
TABLA 2. 2. Índices de desconexión. Fuente: EMELNORTE.....	27
TABLA 2. 3. Ajuste de relés implementados en la subestación Atuntaqui.	28
TABLA 2. 4. Información del transformador de potencia de la subestación Atuntaqui.	29
TABLA 2. 5. Selección de corrientes máximas de coordinación.....	34
TABLA 2. 6. Rangos establecidos para derivaciones en los alimentadores con sus colores asignados.	35
TABLA 2. 7. Impedancias equivalentes S/E Atuntaqui.	35
TABLA 2. 8. Código identificador de los alimentadores de la subestación Atuntaqui.	35
TABLA 2. 9. Fórmulas para selección de corrientes de cortocircuito.....	39
TABLA 3. 1. Protecciones alimentador A1.	47
TABLA 3. 2. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones....	47
TABLA 3. 3. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A1.....	48
TABLA 3. 4. Número de fusibles por tipo.	48
TABLA 3. 5. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	48
TABLA 3. 6. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	48
TABLA 3. 7. Protecciones alimentador A2.	49
TABLA 3. 8. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones....	50
TABLA 3. 9. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A2.....	50
TABLA 3. 10. Número de fusibles por tipo.	50
TABLA 3. 11. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	50

TABLA 3. 12. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	51
TABLA 3. 13. Protecciones alimentador A3.	51
TABLA 3. 14. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones..	52
TABLA 3. 15. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A3.....	52
TABLA 3. 16. Número de fusibles por tipo.	52
TABLA 3. 17. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	52
TABLA 3. 18. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	52
TABLA 3. 19. Protecciones alimentador A4.	53
TABLA 3. 20. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones..	53
TABLA 3. 21. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A4.....	54
TABLA 3. 22. Número de fusibles por tipo.	54
TABLA 3. 23. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	54
TABLA 3. 24. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	54
TABLA 3. 25. Protecciones alimentador A5.	55
TABLA 3. 26. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones..	56
TABLA 3. 27. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A5.....	56
TABLA 3. 28. Número de fusibles por tipo.	56
TABLA 3. 29. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.	56
TABLA 3. 30. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.....	57

Resumen

El presente trabajo de grado tiene como objetivo realizar un estudio apropiado de coordinación de protecciones mediante la metodología y técnicas de coordinación de protecciones aplicada en EMELNORTE en los cinco alimentadores de la subestación Atuntaqui, utilizando toda la información que posee el Departamento de Estudios Eléctricos respecto a los alimentadores en media tensión y de los dispositivos de protección. Para este propósito es necesario el manejo de programas computacionales ArcGis, CYMDIST y CYMTCC para obtener simulaciones de los alimentadores de la subestación y desarrollar los análisis y criterios de coordinación necesarios para la ubicación y ajuste de las protecciones eléctricas en la red. El estudio propone realizar los cambios necesarios para que el sistema eléctrico de los alimentadores de la subestación Atuntaqui adquiera un sistema de distribución confiable, que cumpla requisitos de protección precisos para brindar un servicio eléctrico de calidad al usuario final.

Palabras claves: alimentadores, corriente, cortocircuito, criterios, protección, rango, derivaciones, fusibles.

Abstract

This research work has the aim of achieving an appropriate protection coordination review through methodology and coordination techniques of protections applied in EMELNORTE on the five feeders in Atuntaqui substation, using all the data in the Electrical Studies Department regarding the "medium voltage" feeders and protection devices. For this purpose, it is necessary to use ArcGis, CYMDIST and CYMTCC which are computer programs to get power feeders simulations in the substation to strengthen analyses and criteria of the necessary coordination for the location and adjustments of electrical protections in the grid. This research proposes necessary changes to the electrical system in the feeders in Atuntaqui substation to attain a reliable system that meets the basic requirements for protection and a safe electric service.

Key words: feeders, current, short-circuit, criteria, protection, range, branches, fuses.

Victor Rodriguez
[Signature]



A1. INTRODUCCIÓN

La población depende de la energía eléctrica como un servicio de necesidad básica para el consumo en hogares, comercios e industrias, ayudando a mejorar el buen vivir cotidiano en la sociedad, teniendo en cuenta estos aspectos creció la necesidad de implementar diversas empresas para la generación, distribución y comercialización de este bien en todo el mundo. En el norte del Ecuador, para el suministro de electricidad, se fundó en el año de 1975, lo que hoy se conoce como Empresa Eléctrica Regional del Norte S.A. EMELNORTE, que está sujeta a cumplir los requerimientos de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, las normas y regulaciones que establece la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), que están en vigencia en el país.

“Con la creciente dependencia de los suministros de electricidad, la necesidad de alcanzar un nivel aceptable de confiabilidad, calidad y seguridad a un precio económico se vuelve aún más importante para los clientes.” (Gers & Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, 2011, pág. 1). En el Ecuador está regulada por el ARCONEL, la calidad de servicio eléctrico, por la regulación CONELEC N° 004/01, que establece la evaluación, de la base de la frecuencia y duración de las interrupciones, las cuales las empresas distribuidoras son responsables de controlar, identificar, registrar y clasificar su origen, para mantener en índices adecuados y no provocar molestias a los abonados que utilizan este servicio.

Las industrias usan casi el 50 por ciento de toda la energía eléctrica producida, por lo que la energía trifásica se distribuye directamente a la mayoría de las industrias. Las subestaciones eléctricas usan transformadores masivos y equipos asociados, como interruptores automáticos, conductores de alto voltaje y enormes cadenas de aisladores para distribuir energía a la industria. (Dale & Fardo, 2009, pág. 209)

“Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía eléctrica se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con los determinados requisitos de calidad.” (Ramírez, 2003, pág. 1). La subestación Atuntaqui, constaba con tres transformadores de potencia que al realizar la repotenciación fueron reemplazados por uno de mayor capacidad, esto se realizó debido a que la subestación se encontraba sobrecargada, por el aumento de consumo de energía eléctrica en los alimentadores y también debido al favorable reforzamiento en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, elevando a más del doble la capacidad que brindaba principalmente, este incremento fue de 8,25MVA a 20MVA, teniendo en la actualidad 5 alimentadores de salida en 13.8 kV., que se distribuye a los sitios industriales para energizar la maquinaria industrial, a los hogares residenciales y a los usuarios comerciales.

Una subestación de distribución típica servirá de 1 a más de 10 circuitos alimentadores. Un circuito alimentador típico puede servir para numerosas cargas de todo tipo. Un cliente industrial ligero a mediano puede tomar el servicio del circuito primario del alimentador de distribución, mientras que un complejo de carga industrial grande puede recibir servicio directamente del sistema de transmisión masivo. Todos los demás clientes, incluidos los residenciales y comerciales, normalmente se sirven desde el secundario de los transformadores de distribución que a su vez están conectados a un circuito alimentador de distribución. (Grigsby, 2012, pág. 25.1)

La mayoría de los equipos que sirven de uso diario, son susceptibles a fallar a causa de eventos de mala calidad de energía como interrupciones en servicio eléctrico, que disminuyen la vida útil de los equipos o dispositivos (Kusko & Thompson, 2007). El aumento de potencia se lo realizó sin tomar en cuenta las medidas necesarias para satisfacer al sistema de protección, que alteró su configuración de tal manera que los elementos que lo componen no actúan de forma correcta y provocan distintas interferencias en el sistema de distribución, brindando un servicio de mala calidad, que se puede mejorar con la coordinación de los elementos protección en base a los parámetros de la capacidad de la subestación y así cumplir con las necesidades de cada alimentador.

Aunque los sistemas sean diseñados tomando en cuenta las normas para tal efecto, un sistema 100% infalible es imposible de diseñar y construir, pues además de la imposibilidad natural para obtener un producto perfecto, tampoco es adecuado hacerlo, desde el punto de vista económico, por lo que cualquier sistema eléctrico está expuesto a las contingencias asociadas con las fallas en su operación. (Coria Cisneros, 2006, pág. 206)

“En los sistemas de distribución, la protección normalmente no está diseñada para tener respaldo. Si un dispositivo de protección no funciona, la falla puede quemarse y quemarse (hasta que se abra manualmente un dispositivo aguas arriba).” (Grigsby, 2012, pág. 30.2). En los últimos años, ha aumentado el énfasis y la preocupación por la calidad de la energía entregada a industrias, establecimientos comerciales, residencias y conjuntamente con el crecimiento actual existen avances tecnológicos en los sistemas de distribución, para desarrollar la coordinación de sus protecciones eléctricas se ha implementado mecanismos computacionales (ArcGIS, CYMDIST), para controlar y proteger a estos equipos de posibles eventualidades, que requieren la implementación de nuevas estructuras y estrategias de operación y control, que garanticen su funcionamiento adecuado.

Un sistema de protección coordinado adecuadamente es vital para garantizar que una red de distribución de electricidad pueda operar dentro de los requisitos preestablecidos de seguridad para los elementos individuales de equipo, personal y público, y la red en general. La operación automática es necesaria para aislar las fallas en las redes lo más rápido posible a fin de minimizar el daño. Deben considerarse los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección para llegar a un equilibrio adecuado entre los requisitos del plan y los recursos financieros disponibles. Además, la reducción de los costos de la energía no distribuida está recibiendo una atención cada vez mayor. (Gers & Holmes, 2011, pág. 1)

A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El servicio eléctrico puede ser interferido por diversas causas naturales y no naturales, que pueden provocar interrupciones o fallas como: descargas atmosféricas, deterioro del aislamiento, árboles caídos sobre las líneas, contacto de ramas que se origina por fuertes vientos, contactos físicos de animales, contaminación y terremotos. Pueden incluirse también los accidentes provenientes de colisiones de vehículos con los postes o equipo energizado, así como daños voluntarios o no voluntarios por parte de las personas a las instalaciones y equipos del sistema eléctrico de distribución. Además, el aumento del consumo energético se considera como otro índice de desconexiones debido al desbalance entre las cargas y sus elementos de protección.

EMELNORTE realiza un esfuerzo considerable para reducir los posibles daños, pero la eliminación de todos estos problemas no es posible, los sectores urbanos y rurales son propensos a interrupciones prolongadas en el servicio eléctrico, afectan a una gran cantidad de abonados, en los cuales se encuentran: negocios, industrias, empresas, viviendas las cuales presentan pérdidas económicas en corto tiempo, insatisfacción y molestias a la población en general.

La Subestación Atuntaqui, es una subestación reductora de voltaje de 69kV a 13,8kV, para la distribución en el área de Antonio Ante, tiene pocos años de funcionamiento, en los cuales ya ha presentado un aumento de potencia a 20MVA, provocando que los equipos de protección no estén balanceados de acuerdo a este incremento, además de no estar libre de interrupciones provocadas por las causas indicadas, por lo que se han visto afectados sus alimentadores con desconexiones, agravando la situación en tiempos de desconexión y mayor cantidad de áreas afectadas, debido a la mala coordinación de protecciones.

En la actualidad no existe información apropiada de las protecciones o equipos utilizados en cada alimentador de la subestación y la manera en que estén operando en respuesta a fallas, a causa de que existe desconfianza sobre el sistema de protección debido al aumento de potencia al que fue sometida la subestación, lo que pudiere provocar daños a equipos e infraestructura en el sistema eléctrico, que causan mayores costes económicos en mantenimiento y reparación además del deterioro de la calidad del servicio entregado a los usuarios.

EL PROBLEMA

¿Cómo realizar un estudio de coordinación de protecciones en los alimentadores de la subestación Atuntaqui, que permita disminuir los índices de interrupciones por causa de mala operación del sistema de protección?

A3. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

El reforzamiento del sistema de subtransmisión de EMELNORTE ha hecho que subestaciones que estaban sobrecargadas, sean repotenciadas, es así que en el caso de la subestación Atuntaqui que tenía un voltaje de 34,5/13,8kV con una capacidad de 8,25MVA ($1 \times 3,75\text{MVA} + 1 \times 2\text{MVA} + 1 \times 2,5\text{MVA}$), se cambie a una potencia de 20MVA a un nivel de voltaje de 69/13,8kV, esto hace que se disminuya pérdidas técnicas y sea necesaria una revisión de las protecciones eléctricas al nuevo nivel de voltaje y su coordinación con sus alimentadores primarios.

A causa del incremento en la potencia que suministra la subestación Atuntaqui, la Empresa Eléctrica Regional del Norte (EMELNORTE) pretende reducir los efectos de las fallas por descoordinación de protecciones en sus alimentadores, para lo cual se realizará un estudio que contenga análisis y propuestas de mejoramiento de equipos de protección, además de la simulación del comportamiento de las curvas de corto circuito en el sistema.

Los consumidores que se sirven de la subestación Atuntaqui exigen un servicio eléctrico de calidad, para poder realizar sus actividades diarias con normalidad, sin interrupciones y que los aparatos o equipos eléctricos del hogar, industrias, no resulten averiados a causa de estas fallas en el sistema eléctrico de distribución de EMELNORTE.

A4. ALCANCE DEL TRABAJO

El estudio de coordinación de protecciones se lo realizará en alimentadores primarios de la subestación Atuntaqui, mediante la elección de troncales, derivaciones primarias, secundarias y terciarias para la ubicación de fusibles reconectores y seccionadores de ser

el caso, utilizando para tal propósito herramientas computacionales ArcGIS, CYMDIST y la nueva metodología adoptada por EMELNORTE para la coordinación de protecciones.

A5. VIABILIDAD DEL TRABAJO

EMELNORTE brindará, con base al convenio firmado con la Universidad Técnica del Norte, la información adecuada acerca de los registros de fallas en los alimentadores de la subestación, que se los analizará con los sistemas computacionales (softwares), CYMDIST y ArcGIS, para determinar la coordinación de los alimentadores primarios con sus correspondientes ajustes y especificaciones.

Los distintos softwares computacionales serán de ayuda para realizar simulaciones de corto circuito en el sistema, generando situaciones de análisis pertinentes para realizar el estudio de coordinación de protecciones en el sector. Además, que se utilizará el conocimiento adquirido en clase, la asistencia por parte de funcionarios de EMELNORTE y fuentes bibliográficas, que ayuden en la determinación de parámetros para realizar este estudio.

A6. OBJETIVO GENERAL.

Realizar un estudio de coordinación de protecciones para los 5 alimentadores de la subestación Atuntaqui, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE).

A7. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Investigar los criterios técnicos de la metodología de coordinación de protecciones implementada por EMELNORTE, mediante el análisis de bibliografía especializada.
- Levantar información del sistema eléctrico de los alimentadores de la subestación, registros de fallas, sus tipos de interrupción, tiempo de duración de las interrupciones, tipos de protecciones utilizadas.
- Realizar el estudio de coordinación de protecciones que permita la adecuada operación de los dispositivos de protección ante la ocurrencia de fallas transitorias.

CAPÍTULO 1

Marco Teórico

1.1. Sistema de distribución de energía eléctrica

(Kersting, 2012) menciona que, por lo general los sistemas eléctricos de distribución tienen inicio en las subestaciones de distribución que son energizadas por líneas de subtransmisión. En algunos casos no existe la etapa de subtransmisión, es decir la alimentación recibe directamente desde las líneas de transmisión, esto depende de cada empresa distribuidora. Las distintas subestaciones de distribución pueden poseer de uno a varios alimentadores primarios y la mayoría son tipo radiales, lo que significa que existe una sola vía para que la energía eléctrica fluya desde su transformación hasta llegar al consumo del usuario.

El sistema de distribución es la etapa que tiene la función de reducir el nivel de voltaje, que provee las líneas de transmisión o subtransmisión, al nivel de medio voltaje (MV), para transmitir esta energía por medio de líneas de distribución, a las cámaras de transformación y transformadores de distribución para reducir el voltaje al nivel del consumidor, que a través de redes de conductores lleva la energía eléctrica hasta las viviendas, comercios, etc. (Sallam & Malik, 2011)

1.2. La estructura de las redes de distribución

Se entiende que un sistema de energía eléctrica está estructurado por diferentes componentes, así también, el sistema de distribución inicia desde la subestación de distribución hasta el usuario, y puede dividirse fundamentalmente en los siguientes componentes:

- Subestación de distribución.
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución.
- Alimentadores secundarios
- Acometidas
- Medidores

1.2.1. Subestación de distribución

Son las instalaciones más comunes en los sistemas eléctricos de potencia y proporcionan los circuitos de distribución que suministran directamente a la mayoría de los consumidores. Por lo general, se ubican cerca de los centros de carga, y tienen la función de recibir potencia

de las líneas de subtransmisión a nivel de alto voltaje, reducirla mediante un transformador de potencia a medio voltaje y distribuirla por los alimentadores primarios.

1.2.2. Alimentadores primarios

Parten desde la subestación hacia los transformadores de distribución, en donde el tramo trifásico de mayor capacidad toma el nombre de troncal principal y las divisiones de red desde este punto se consideran derivaciones primarias, secundarias y terciarias. Estos constan de; postes, aisladores, estructuras de soporte, conductores y equipos de protección.

1.2.3. Transformadores de Distribución

Son los equipos que vinculan la distribución primaria con la secundaria, con la función de reducir el nivel de voltaje del alimentador primario a niveles adecuados (120/240V monofásico o 127/220V trifásico) para la utilización de abonados comerciales y residenciales, así como también voltajes especiales (Ejemplo 416 V) que utilizan ciertos abonados industriales.

1.2.4. Alimentadores secundarios

Esta etapa se localiza desde el secundario del transformador de distribución, en donde el nivel de voltaje se redujo a niveles de voltaje adecuados para el consumo de usuarios mediante redes de baja tensión, acometidas y medidores para el registro del consumo de energía eléctrica.

1.3. Regímenes de funcionamiento especiales en las redes de distribución

Un sistema eléctrico tiene la obligatoriedad de funcionar de forma correcta, sin acontecimientos que interrumpan la continuidad de servicio a los consumidores. Sin embargo, al existir múltiples componentes que pueden ocasionar disturbios en la red eléctrica, se analizan condiciones o regímenes normales y anormales de operación.

1.3.1. Regímenes normales transitorios

“Los transitorios del sistema de alimentación son eventos indeseables, rápidos y de corta duración que producen distorsiones. Sus características y formas de onda dependen del mecanismo de generación y de los parámetros de red”. (Fuchs & Masoum, 2015)

Los regímenes normales conocidos como transitorios donde las magnitudes eléctricas pueden apartarse mucho de los niveles establecidos o nominales. Los valores de corrientes pueden incrementar bruscamente y las tensiones pueden reducir levemente, por lo que, las protecciones eléctricas pueden confundir estos eventos como fallas y hacer que operen de

manera errónea desconectando los circuitos sin que exista algún tipo de falla concreta. (Torres, 2012)

Son provocados por los incrementos momentáneos de la corriente, debido principalmente a las corrientes de inrush, que experimentan los transformadores de potencia, y las corrientes de carga fría. Además (Blackburn & Domin, 2014) mencionan que, en los sistemas de distribución aéreos, el contacto momentáneo con un árbol causado por el viento es otra causa principal de fallas y son consideradas como fallas transitorias.

- **Corriente de inrush**

La corriente de inrush se produce a causa de la magnetización del núcleo de hierro del transformador en el instante en que es energizado, aparece en el bobinado primario una corriente transitoria, la cual se presenta como picos transitorios cuya amplitud puede alcanzar valores elevados (10 - 20 veces el valor de pico de la corriente nominal del transformador) poniendo en riesgo la vida útil del transformador. (Oliveira, y otros, 2012)

(Oliveira, y otros, 2012) mencionan que, la corriente inrush es un evento transitorio que puede generar la operación inapropiada de los sistemas de protección asociados al transformador (fusibles y relé de sobre corriente), los cuales perjudican la calidad y la confiabilidad de la energía eléctrica entregada al consumidor, generando efectos como:

- Excesivo calentamiento en los bobinados provocando daños de aislación.
- Producción excesiva de tensiones mecánicas debido a las fuerzas magnéticas inducidas.
- Huecos de tensión temporales en los sistemas eléctricos de potencia.
- Radio-interferencias con líneas de comunicación próximas.
- Sobretensiones debido a fenómenos de resonancia armónica en sistemas con filtros eléctricos.
- Disparo de los interruptores de los alimentadores de las subestaciones.
- Fundición de los fusibles de los transformadores de distribución.

(Torres, 2012) afirma que: "Es menor para condiciones de trabajo a máxima carga de la línea, y es mayor para condiciones de mínima demanda. Así que esto también hará variar la magnitud inicial de la corriente de Inrush."

De lo mencionado se puede deducir que los transformadores conectados al final de una red eléctrica, donde la tensión será menor se obtendrá una corriente de inrush de menor magnitud, a diferencia de los transformadores conectados cerca de la subestación que tendrán tensiones elevadas por ende inrush elevados.

- **Corriente de carga fría**

Este fenómeno se produce cuando se energiza una línea eléctrica a nivel de la subestación o un ramal secundario, que alimenta a muchos consumidores y además lleva mucho tiempo de estar desconectado, lo que puede producir una gran corriente transitoria, que según su duración puede ser mayor si la desconexión fue más larga y si la desconexión dura menos tiempo, entonces la magnitud de la corriente pico de carga fría será menor. (Torres, 2012)

Los causantes, en su mayoría, son cargas controladas termostáticamente, o que tiene ciclos de encendido y apagado aleatorios entre ellas, que en el instante de arranque suelen incrementar la corriente entre 3 y 6 veces el valor nominal del motor, entonces provocan a nivel de línea de una corriente que puede ser bastante elevada con relación al nivel máximo esperado. Producidas principalmente por neveras y refrigeradoras, y cuando las redes eléctricas están desconectadas, es que lleva el nombre de corriente de pico de carga fría. (Torres, 2012)

En la figura 1.1 se puede observar ejemplos de picos de carga fría, que pudieran existir al momento de la energización de un alimentador, con respecto al tiempo que dura la desconexión, nótese que a mayor tiempo des energizado el sistema eléctrico la corriente pico al reponer la energía, será de mayor magnitud provocando incluso que llegue a valores que los elementos del sistema de protección lo detecte como falla y opere interrumpiendo el servicio nuevamente, esto provocaría malestar a los beneficiarios, daños a electrodomésticos entre otros, por lo que, se debe analizar este tipo de transitorio para los ajustes de las protecciones y evitar este tipo de problemas.

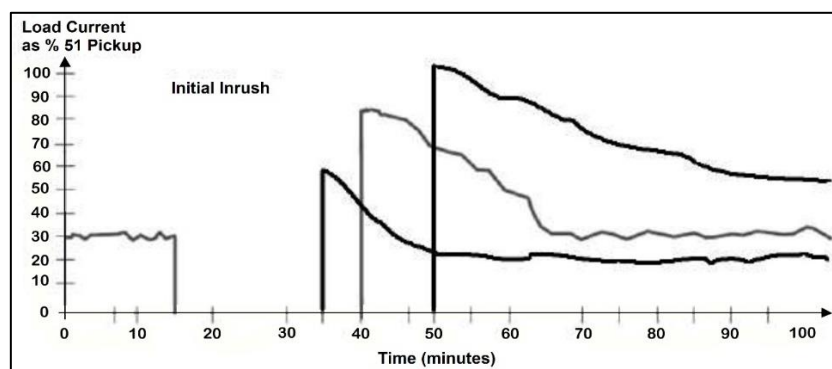


Fig. 1. 1. Gráfico de dependencia de la magnitud del pico de carga fría con respecto al tiempo de la desconexión del alimentador. Fuente: tomada de (Torres, 2012)

1.3.2. Regímenes anormales de los sistemas de distribución

De acuerdo a (Torres, 2012) los regímenes anormales se producen por qué ocurre distorsiones a las magnitudes eléctricas, que sobrepasan o disminuyen con respecto al valor nominal de funcionamiento, comprometiendo peligrosamente a la estabilidad del sistema, que

a su vez afecta a la calidad de servicio eléctrico y a la vida útil de los parámetros eléctricos. En los Sistemas Eléctricos de Distribución suelen ocurrir numerosos regímenes anormales, pero los más frecuentes son: sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas.

(Blackburn & Domin, 2014) afirman que las fallas en un sistema eléctrico con una red de líneas aéreas en su mayoría son fallas monofásicas a tierra, que son el resultado de sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas, caída de árboles o ramas que permanezcan sobre las redes eléctricas. Los porcentajes de ocurrencia de estas fallas son:

- Monofásico a tierra: 70% -80%
- Fase a fase a tierra: 10% -17%
- Fase a fase: 8% -10%
- Tres fases: 2% -3%

- **Sobrecargas**

“Las sobrecargas en los circuitos de distribución son esporádicas y casi siempre pasan inadvertidas para las protecciones que están solo detectando averías de mayores magnitudes, llegando a destruir o fundir los conductores del circuito de distribución.” (Torres, 2012)

Según el tiempo de duración de una sobrecarga se puede definir su peligrosidad, clasificándolas en permanentes o transitorias. Una sobrecarga transitoria puede ser tolerada de acuerdo a las características de los circuitos, en cambio si este régimen perdura mucho tiempo puede ocasionar que el sistema se deteriore y destruya, sin que operen las protecciones. (Torres, 2012)

- **Cortocircuitos**

(Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018) Afirman que, un corto circuito se produce cuando dos o más puntos de una red eléctrica, que se encuentran a tensiones diferentes en condiciones normales de funcionamiento, e imprevistamente entran en contacto entre sí a través de una impedancia pequeña o nula. Por lo usual sucede cuando el aislamiento falla a causa de: pérdida de las propiedades de aislamiento ambiental (sobrecalentamiento, contaminación, etc.), sobretensiones (origen externo e interno) o diversos efectos mecánicos (roturas, deformaciones, desplazamientos, etc.).

Los cortocircuitos deben estudiarse durante la planificación y durante el funcionamiento de una red eléctrica, debido a que son importantes cuando se realiza la selección y el diseño de conductores para el sistema, las estructuras del sistema y el sistema de retransmisión y protección. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

El análisis de corto circuito de una red eléctrica depende del objetivo requerido, la complejidad de la red que se estudia y el grado de precisión según la necesidad. Para una instalación industrial BT y MT, se debe obtener la corriente máxima de cortocircuito para establecer el límite de corte de cortocircuito de los interruptores automáticos, los límites térmicos y dinámicos de los conductores incluyendo el aparato de instalación. En cambio, para el ajuste de las protecciones en las redes eléctricas de alta tensión, es necesario calcular corrientes de cortocircuito en un punto cualquiera necesario y para cualquier tipo de cortocircuito (fallas equilibradas y desequilibradas). (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

Los cortocircuitos generalmente se clasifican como equilibrados o desequilibrados. Como se puede observar en la figura 1.2, el primer caso, las tres fases están cortocircuitadas en el mismo punto y tiempo, y por lo tanto el circuito resultante también está equilibrado (falla trifásica). Por esta razón, el estudio se puede llevar a cabo utilizando un circuito equivalente monofásico. La siguiente situación se da cuando no todas las fases están implicadas en el cortocircuito, es decir, existen fallas monofásicas a tierra, entre dos fases y entre doble fase a tierra, los que son cortocircuitos desequilibrados. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

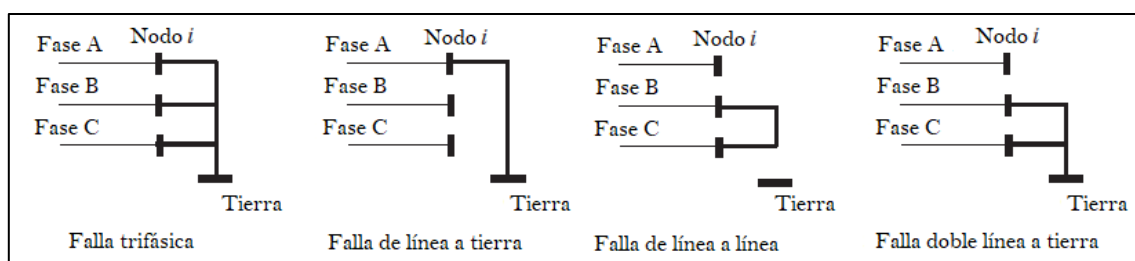


Fig. 1. 2. Tipos de cortocircuitos. Fuente: traducida de (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

- **Descargas atmosféricas**

(Avila, Di Mauro, & Suárez, 2016) enuncian que, las descargas atmosféricas generan sobretensiones de naturaleza impulsiva que se propagan por la red eléctrica, que pueden ocasionar daños al propio equipamiento (transformadores de potencia y medición, aparataje de maniobra y protección, etc.) y provocar interrupciones del servicio. Una de las fallas que puede generar una descarga atmosférica, se produce por el contacto entre los aisladores que sostienen a los conductores de una red aérea, debido a que las sobretensiones generadas superan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

1.4. Sistema de protecciones eléctricas

“El rendimiento del sistema de protección está orientado a mantener la calidad y la continuidad del servicio, con el objetivo de que ambas características se vean mínimamente afectadas durante un tiempo mínimo.” (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018, pág. 343)

El sistema de protección tiene que desconectar el circuito defectuoso, aislar el circuito de propagación y disminuir el tiempo de afectación a los dispositivos que están sujetos a condiciones extremas. El desconectar un circuito defectuoso mediante interruptores automáticos ocasiona una situación transitoria, que puede implicar en una serie de cambios, como sobretensiones, desequilibrio entre generación y consumo, y un cambio resultante en la frecuencia, entre otras afectaciones. Como prevención cuando estos efectos de falla resulten en condiciones inaceptables para ciertos elementos, el sistema de protección debe operar para desconectar circuitos y dispositivos que, aunque no se vean directamente afectados por la falla, resultarían afectados por su impacto. Una vez que la falla y su impacto han sido contrarrestados, se deben tomar medidas para restituir el sistema a las condiciones normales de operación lo más rápido posible. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

1.4.1. Objetivos de la protección del sistema eléctrico

Se tiene por objetivos principales; la seguridad personal y la eliminación de daños en el sistema de distribución (Pérez, 2016). Para lo cual el sistema de protección debe detectar y eliminar las fallas durante el menor tiempo posible, sin operaciones innecesarias en transitorios normales de operación.

Según (Pérez, 2016) se tiene dos situaciones de protección de mayor preocupación. La primera son los daños en conductores y otras piezas metálicas por formación de arcos eléctricos y la segunda en daños a transformadores de las subestaciones, donde los devanados se desplazan como consecuencia de los impulsos excesivos que reciben, dando lugar a fallos de importancia.

1.5. Requisitos de protección

El estudio de protección requiere tener el conocimiento de los principios de medición y protección además de las características para la implementación de dispositivos electrónicos inteligentes modernos IEDs, (Eremia & Shahidehpour, 2013). Que permiten analizar tendencias de la protección y su evolución. Por ejemplo, basada en una sola medición de sobreintensidad, en la zona de protección u objeto y, en conclusión, a los esquemas de protección del sistema de distribución en general.

Un sistema de coordinación de protecciones debe presentar las siguientes características:

1.5.1. Confiabilidad

(Blackburn & Domin, 2014) destacan dos aspectos importantes para cumplir con este requisito. El primero se define a la confiabilidad como la garantía que la protección funcionará

correctamente cuando es necesario y el segundo abarca la seguridad que el dispositivo actuara en la zona de protección que este ubicado y evitar operaciones innecesarias cuando el sistema está funcionando de manera correcta.

1.5.2. Selectividad

Según (Weedy, Cory, Jenkins, Ekanayake, & Strbac, 2012) la selectividad también se la conoce como discriminación, que es la efectividad para aislar la parte que se encuentra con falla del resto del sistema, brindando continuidad de servicio eléctrico con mínima desconexión del sistema.

1.5.3. Velocidad de operación

De acuerdo con (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018), una vez detectada una falla, esta debe disiparse o eliminarse de manera inmediata. Mientras el tiempo de separación de la falla sea menor, el impacto que ocasiona será menor, así también los dispositivos que operen durante condiciones anormales los daño que reciben serán menores, hasta que la falla se aislé. Los costos y los tiempos de recuperación del sistema disminuyen cuando la respuesta ante fallas es más rápida, permitiendo un mayor y mejor uso de los recursos que ofrece el sistema de energía eléctrica.

1.5.4. Sensibilidad

Se puede definir a la sensibilidad como a la característica que tiene el dispositivo de protección para diferenciar inequívocamente entre condiciones de falla o anormales y condiciones normales de operación del sistema eléctrico. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

Se debe considerar los siguientes aspectos:

- Establecer las magnitudes mínimas necesarias que permitan diferenciar las condiciones de falla de las condiciones normales de operación para cada tipo de relé de protección.
- Identificar las condiciones límite que separan las condiciones de falla de las condiciones normales de operación.

1.5.5. Economía

(Blackburn & Domin, 2014) concretan que el sistema de protecciones debe ser de máxima seguridad y tener un costo total mínimo. Sin embargo, esto ocasiona que, a costos menores, las protecciones pueden ser poco confiables y no realizar la operación durante fallas, causando mayores costos en mantenimiento. En cambio, si se toma en cuenta el precio de

los equipos a proteger, los costos serán elevados, pero se conseguirá el funcionamiento adecuado del sistema de protección.

1.6. Zonas de Protección

Según (Blackburn & Domin, 2014) el sistema de potencia se divide en zonas de protección definidas por el equipo y los interruptores de circuito disponibles. Se puede concretar seis zonas de protección posibles en: generadores, transformadores, barras, líneas (transmisión, subtransmisión y distribución), equipo de utilización (motores, cargas estáticas u otros) y bancos de condensadores o reactores (cuando están protegidos por separado)

En la figura 1.3 las líneas punteadas indican una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema de la cual es responsable un relé o sistema de protección determinado.

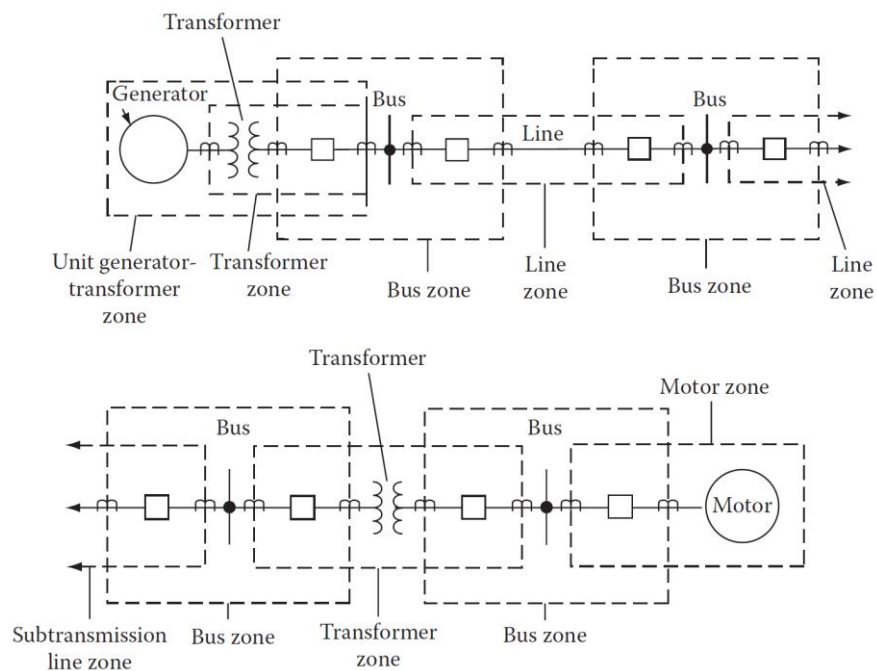


Fig. 1. 3. Zonas de protección en un sistema de potencia. Fuente: (Blackburn & Domin, 2014)

1.6.1. Protección primaria y de respaldo

Para que el sistema de protección opere correctamente las protecciones deben funcionar solo cuando exista una falla. Debido a que las características de los elementos de protección varían, algunos de estos pueden detectar fallas en la zona que operan, principalmente de acción rápida, y otros realizan la detección de fallas dentro o fuera de la zona de protección, es decir en zonas adyacentes, y se pueden usar para respaldar la protección primaria como una segunda línea de defensa cuando la protección principal no actué. En conclusión, todos

los elementos del sistema de potencia deben contar con protecciones principales y de respaldo siempre que pueda ser posible. (Gers & Holmes, 2011)

1.6.2. Protección Primaria

De acuerdo a (Gönen, 2014) el funcionamiento de la protección debe ser rápido, confiable y sensible. Una velocidad de respuesta rápida y una alta fiabilidad son cruciales para limitar el daño que podría causar una falla. Conjuntamente, la protección debe ser selectiva para que solo se elimine el elemento defectuoso. El sistema de protección principal para una zona de protección determinada se denomina sistema de protección primario. En este caso operan la menor cantidad de equipos del servicio.

1.6.3. Protección de Respaldo

Se considera a este tipo de protección como la segunda línea de defensa debido a que tiene la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben maniobrar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. La operación de estas protecciones debe realizarse con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar además de delimitar las causas probables de fallas para protecciones primarias y secundarias con el objetivo de independizar su funcionamiento. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

- **Protección de Respaldo Local**

Es un sistema de protección instalado en paralelo con el sistema de protección principal, en la misma subestación, es decir que posee dos sistemas de protección principales adquiriendo el doble de elementos como interruptores y transformadores de medida, para independizar su funcionamiento. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

- **Protección de Respaldo Remoto**

A diferencia de la protección de respaldo local, esta es instalada en una subestación adyacente la cual es la que posee la protección principal. Este tipo de protección presenta la ventaja de separar las causas de fallo con relación a las protecciones primarias. El inconveniente principal que tendría al aislar una falla sería la desconexión de un área de mayor extensión a la estrictamente necesaria. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

Cabe recalcar que las protecciones de respaldo pueden realizar las funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. En el caso que hubiese trabajos de mantenimiento o reparación en donde las protecciones primarias estén fuera de operación, las de respaldo

tienen el deber de funcionar como protección primaria y actuar ante fallas durante el transcurso de estos trabajos. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

1.7. Equipos del sistema de protección

Los dispositivos de protección utilizados en los sistemas de distribución incluyen interruptores automáticos o disyuntores controlados por relé, reconectadores, fusibles, seccionadores de línea automáticos, seccionadores de repetición e indicadores de fallas.

1.7.1. Disyuntores o Interruptores

(Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018) mencionan a los disyuntores como dispositivos utilizados para la apertura y reconexión de un circuito energizado, ante condiciones de funcionamiento normal o anormal. Esencialmente consisten en:

- Circuito de control, que opera a través de un relé de protección según corresponda.
- Contactos principales, son las partes que unen y separan el disyuntor.
- Contactos auxiliares, que destacan el estado del disyuntor. Suministra información según la configuración que se incluye en el relé.
- Cámara de extinción de arco, fragmento donde se crea un entorno de alta rigidez dieléctrica; este entorno provoca la extinción del arco que se origina como resultado de la separación de los contactos principales del interruptor.

Según (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018) tienen dos características principales a cumplir desde el punto de funcionamiento del relé adyacente.

- Separación rápida de los contactos principales.
- Capacidad de corte suficiente para garantizar la interrupción a la corriente máxima de cortocircuito.

1.7.2. Fusibles

Un fusible es un dispositivo de sobreintensidad con una pieza fusible de apertura de circuito, es decir, un eslabón fusible que, al ser expuesto al paso de sobreintensidad, provocado por cortocircuitos o sobrecargas, se calienta y se destruye. En conclusión, el propósito de los fusibles es despejar una falla permanentemente separando la zona defectuosa de una línea o equipo de sistema. (Gönen, 2014)

Un fusible está diseñado para actuar dentro de un tiempo especificado para un valor dado de corriente de falla. En la figura 1.4 se observa, las características de tiempo corriente de un fusible están representadas por dos curvas: la curva de mínima de fusión y la curva máxima de despeje. La curva de mínima de fusión de un fusible es una gráfica del tiempo mínimo

versus la corriente requerida para fundir el eslabón fusible. La curva máxima de despeje es una gráfica del tiempo máximo contra la corriente requerida para fundir el eslabón fusible y sofocar el arco. (Gönen, 2014)

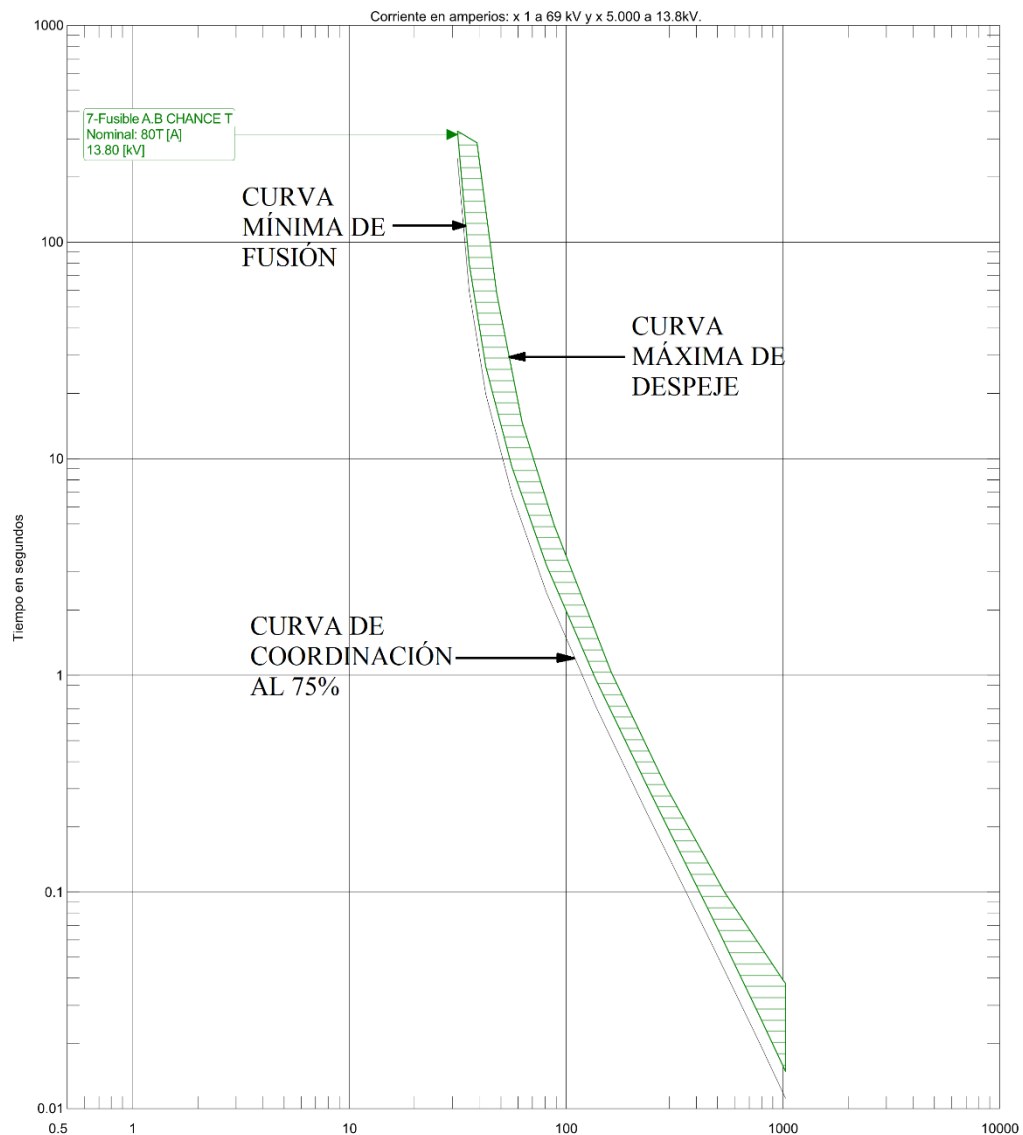


Fig. 1. 4. Características tiempo corriente de un fusible tipo 80 T. Fuente: Autor

1.7.3. Tipos de fusibles

De acuerdo a (Gönen, 2014) los fusibles, para redes de distribución, se pueden clasificar dependiendo de la capacidad continua de transporte de corriente, los voltajes nominales y máximos de diseño y la capacidad de interrupción. En general, los fusibles de corte se seleccionan en base a la siguiente información:

- El tipo de sistema para el que se seleccionan, sistemas aéreos o subterráneos y delta o tierra aterrizada, etc.
- El voltaje del sistema.

- La corriente de cortocircuito máxima en el punto de instalación.
- La seguridad, crecimiento de la carga y requisitos de cambio de trabajo.

Según (Arias, 2011) los fusibles para protección en redes en distribución son construidos de acuerdo a normas como: AYEE, ANSI C.37.40, 41, 42, 46,47 y 48, IRAM 2400, NIME y NEMA, establecidas para el correcto funcionamiento de estos dispositivos, se clasifican principalmente en:

- **Fusibles tipo K:** Conducen hasta 150% de su corriente nominal (I_n) sin daños, con relación de velocidad de 6 a 8. Los fusibles tipo k son considerados entre los rápidos.
- **Fusibles tipo T:** Más lentos que los fusibles tipo K, su relación de velocidad varía de 10 a 13. Los fusibles tipo T se los considera entre los lentos o retardados.
- **Fusibles tipo H:** Conducen hasta el 100% de su corriente nominal (I_n), sin daño, tienen característica de fusión muy rápida, poseen una relación de velocidad de 7 a 11. Construidos con láminas fusibles tipo h, que presentan una relación de tiempo - corriente más rápida que el tipo k en el corte y en perturbaciones bruscas.
- **Fusibles tipo N:** Conducen hasta el 100% de su corriente nominal (I_n), sin daños, en relación a los fusibles tipo H, estos son aún más rápidos.
- **Fusibles tipo MS o KS:** Son de respuesta ultra lenta y en comparación con los fusibles tipo T poseen mayor permisividad de corriente, su relación de velocidad es de 20.
- **Fusibles SloFast:** Están provistos de elemento dual, no actúan ante transitorios temporales por lo que son usados para la protección de transformadores de distribución.

Cada tipo de fusible cuenta con una curva distintiva de tiempo-corriente que es definida de acuerdo a las características de construcción, estas curvas se las puede observar en la figura 1.5.

Además (Gönen, 2014) menciona que, los estándares clasifican a los fusibles de acuerdo a sus características, rápidas tipo K o lentas tipo T. La diferencia entre estos dos fusibles está en el tiempo de fusión relativo, que se define mediante la ecuación de relación de velocidad:

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{\text{Corriente de fusión a } 0,1s}{\text{Corriente de fusión a } 300 \text{ ó } 600s}$$

El cálculo varía dependiendo del tiempo y la capacidad del fusible (A), según las condiciones siguientes:

- y 300 s son para fusibles menores a 100 A.
- y 600 s son para fusibles mayores a 100 A.

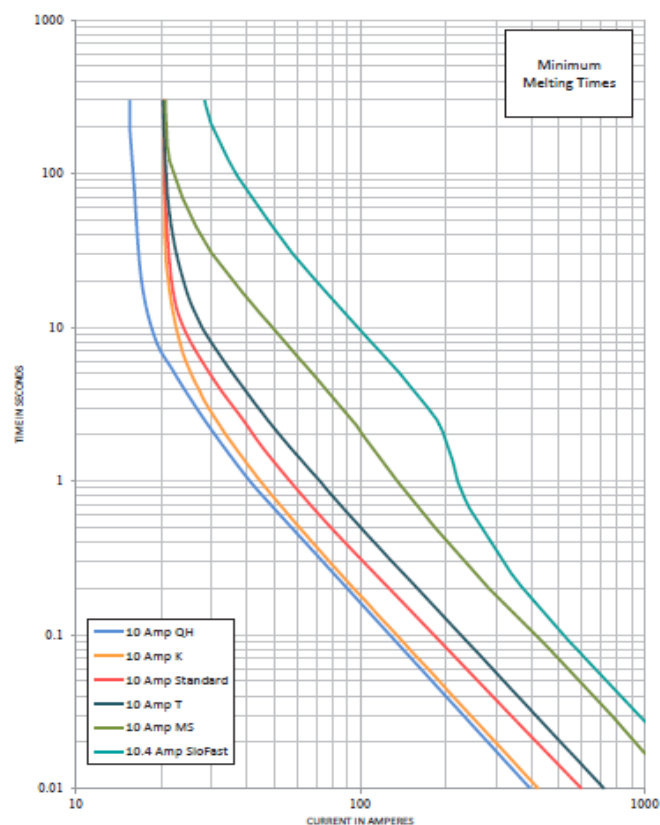


Fig. 1. 5. Curvas características de fusibles. Fuente: (Hubbell Power Systems, Inc., 2015)

En la norma IEEE Std. C37.42-2016 se describen los valores para las corrientes de fusión para los fusibles tipo T, y se presenta también las corrientes de fusión de los fusibles SloFast, en la siguiente tabla:

TABLA 1. 1. Corrientes de fusión para fusibles tipo SF y tipo T.

Fusible SF	If SF	Fusible T	If T
0,2	0,62	1	1,92
0,3	1,1	2	4,2
0,4	1,25	3	6,09
0,6	1,9	6	11,9
0,7	2,1	8	15,3
1,0	3,1	10	19,6
1,3	3,95	12	24,68
1,4	4,2	15	30,5
1,6	4,8	20	39,9
2,1	6,3	25	49,7
3,1	9,8	30	61,9
3,5	10,9	40	78,2
4,2	13,2	50	98,9
5,2	15,6	65	125,4
6,3	18,5	80	158,2
7,0	20,3	100	196,9
7,8	23,9	140	301,7
10,4	29,0	200	473,2
14,0	43,5		
21,0	68,3		
32,0	89,5		
46,0	108,7		

1.7.4. Reconectador

Se puede definir a un reconectador como un equipo de protección que detecta condiciones de sobreintensidad (entre fases o fase tierra), y desconecta el circuito durante un tiempo predeterminado, si este transitorio anormal no continúa después de transcurrido el tiempo, se cierra automáticamente para volver a energizar la línea. Si la falla que ocasionó la operación aún existe, el reconectador permanecerá abierto después de un número establecido de operaciones, aislando así la zona con fallas del resto del sistema de distribución energía eléctrica. (Gers, 2013) Ejemplo visual de un reconectador en la figura 1.6.



Fig. 1. 6. Reconectador. Fuente: (Schneider Electric, 2018)

En los sistemas de distribución aérea, la mayoría de las fallas son de naturaleza temporal, entre el 80% y el 95% son de este tipo, y duran como máximo, unos pocos ciclos o segundos. A causa de la característica de apertura/cierre que tienen los reconectadores, se evita la desconexión por fallas transitorias. Usualmente se diseñan a los reconectadores para operar hasta cinco veces, el ciclo de apertura/cierre y, al completarlas actúa una apertura más para bloquear esta secuencia. Por lo común, se admite una operación de cierre adicional por medios manuales. Los dispositivos para contar la cantidad de operaciones a causa de fallas, entre fases o a tierra, pueden ser controlados exteriormente si se dispone de medios de comunicación adecuados. (Gers, 2013)

Los reconectadores presentan tres curvas de características tiempo-corriente, la primera curva A de acción rápida, una curva B con mayor retardo y una curva C que es un retardo adicional, como se observa en la figura 1.7. Adicional a esto, los modernos reconectadores, tienen incorporados curvas de tiempo-corriente seleccionables que permiten adaptarse a los requisitos de coordinación para las fallas de fase o tierra, sin que exista la necesidad de cambiar los componentes del sistema. (Gers, 2013)

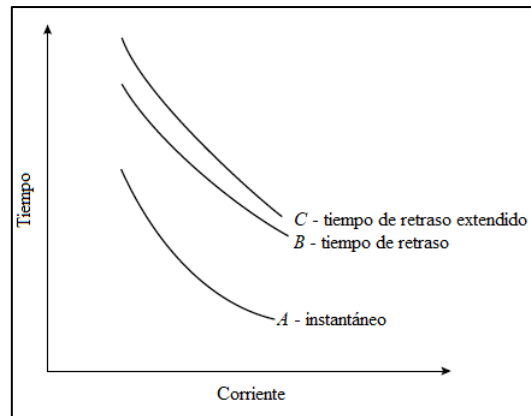


Fig. 1. 7. Curvas características típicas de disparo del reconnector. Fuente: Traducida de (Gönen, 2014)

“La coordinación con otros dispositivos de protección es importante para garantizar que, cuando ocurre una falla, la sección más pequeña del circuito se desconecta para minimizar la interrupción de los suministros a los clientes.” (Gers, 2013) Usualmente, primero se elige la característica de tiempo y la secuencia de operación del reconnector, para coordinar con los dispositivos aguas arriba con dirección a la fuente. Posteriormente de haber seleccionado el tamaño y la secuencia de operación del reconnector, los dispositivos aguas abajo se configuran para lograr una coordinación correcta.

El análisis de la secuencia típica de operación de un reconnector, provocado por una falla permanente, se puede observar en la figura 1.8. Donde se genera el primer disparo en modo instantáneo para eliminar fallas temporales antes de que causen daños a las líneas. Con configuraciones de tiempo predeterminadas, los tres últimos operan de forma sincronizada. Si la falla es permanente, el trabajo de retardo permite que otros equipos de protección más contiguos al fallo se abran, restringiendo la cantidad de la red que se desconecta. (Gers, 2013)

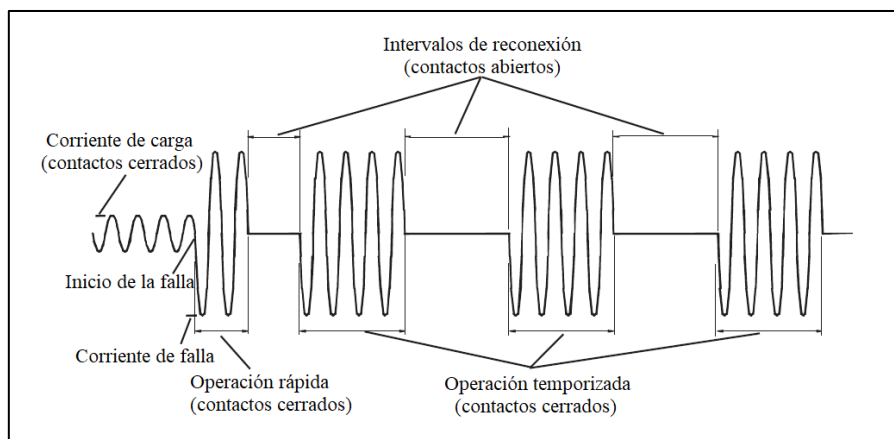


Fig. 1. 8. Secuencia típica para la operación de reconnector. Fuente: Traducida de: (Gers, 2013)

De acuerdo con (Gers, 2013), los reconectores se utilizan en los siguientes puntos en una red de distribución:

- Subestaciones, para proporcionar protección primaria para un circuito.
- Circuitos alimentadores principales, para permitir el corte de líneas largas y así evitar la pérdida de un circuito completo, debido a una falla en el final del circuito.
- Ramales, para evitar el disparo del circuito principal debido a fallas en las derivaciones de los alimentadores.

1.7.5. Seccionalizador

(Blackburn & Domin, 2014) Afirman que un dispositivo de aislación de circuito que no posee las características para interrumpir la corriente de falla es un seccionalizador. Su apertura opera cuando se desenergiza después de detectar un número predeterminado de fallas aguas abajo. La aplicación de los seccionalizadores se realiza en conjunto con los reconectores o disyuntores de respaldo, contando el número de actuaciones del dispositivo de respaldo en caso de fallas en las redes eléctricas. En la figura 1.9 se muestra este dispositivo.



Fig. 1. 9. Seccionalizadores. Fuente: (Myeel, 2018)

Los seccionalizadores cuentan cuantas veces el reconector hace una acción de apertura y cierre debido a una falla localizada aguas abajo del seccionalizador, antes que opere la protección de respaldo. Transcurrido un número determinado de conteos (menor al número de aperturas y cierre del reconector), en ese momento se abre para aislar la zona con fallas de la red, esto sucede mientras la protección de respaldo (reconector o disyuntor) se encuentra en posición abierta y la zona de la red en la que está localizado el seccionalizador está desenergizado. El objetivo es que el seccionalizador permanezca cerrado ante fallas transitorias y la protección de respaldo sea la que se dispare y vuelva a cerrarse para restaurar el servicio en la red eléctrica antes que se produzca la apertura del seccionalizador. Durante fallas permanentes, el seccionador registra que se han producido uno o más disparos

después de que se volvió a cerrar la protección de respaldo, y a continuación abrir y aislar la parte con falla de la línea. Una vez abierto el seccionalizador, la protección de respaldo vuelve a cerrarse automáticamente para restituir el servicio de esa parte de la línea hasta la ubicación del seccionalizador. La protección de respaldo debe poder detectar fallas en la zona de protección del seccionalizador como un principal requisito para su aplicación. (Blackburn & Domin, 2014)

(Gönen, 2014) detalla la operación de un seccionalizador de la siguiente manera:

- Cuando la falla se despeja por parte de los grupos de mantenimiento el seccionalizador abierto se vuelve a reconectar, el seccionalizador se resetea automáticamente y se restablece a su condición inicial.
- Si la falla perdura cuando el circuito se vuelve a cerrar, el contador de corriente de falla en el seccionador se preparará de nuevo para contar la próxima apertura del dispositivo de reconexión.
- Si el equipo de reconexión se configura para que se bloquee en la cuarta operación de disparo, el seccionalizador se configurará para dispararse durante el tiempo de circuito abierto después de la tercera operación de disparo del dispositivo de reconexión.

1.7.6. Relé de protección contra sobrecorriente

Según (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018) el relé de protección es el elemento más importante del sistema de protección puesto que actúa como cerebro, debido a que recibe la información, la procesa, toma decisiones y ordena las medidas a tomar. Para lograr realizar estas actividades los relés de protección desarrollan internamente tres etapas fundamentales:

- Procesamiento de señales.
- Aplicación de funciones de protección.
- Lógica de disparo.

Los relés de sobrecorriente son equipos de protección que funcionan en base a la comparación del valor de la corriente de ingreso al relé con un valor de referencia (corriente pick-up). Por lo tanto, la operación del relé se da cuando el valor de corriente de entrada excede el valor de la corriente de pick-up. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

La corriente de pick-up es la corriente mínima de operación de un relé y el valor que toma de referencia se configura de acuerdo a las características que convergen en el punto donde se encuentra instalado. Por lo que es necesario realizar un reajuste si el sistema tuviera algún cambio. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

Se encuentra determinado en los estándares ANSI el código 50 para la protección contra sobreintensidad instantánea y 51 para el tiempo mínimo definido inverso. Los relés de protección contra sobrecorriente según el tiempo de operación se clasifican en:

- **Relé de protección de sobrecorriente instantáneo**

Son equipos que maniobran inmediatamente, es decir, no se ingresa ningún tiempo de retardo intencional en su operación desde el instante en que la corriente de entrada excede el valor de referencia (corriente pick-up). (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

No se aplican en las cabeceras de los alimentadores y funcionan a menos de 0,1 segundos, en respuesta luego de detectar una falla.

- **Relé de protección de sobrecorriente con tiempo de retardo**

“Las protecciones de sobreintensidad de retardo son aquellas que incluyen un retardo de tiempo intencional en su operación. Cuando este tiempo es independiente del valor de la corriente de entrada, se conoce como protección de sobreintensidad de tiempo definida.” (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

Cuando el tiempo de retardo es una función de la magnitud de la corriente de entrada, se denomina protección de sobreintensidad de tiempo inverso. En esos casos, cuanto mayor sea el valor de la corriente, menor será el tiempo de retardo introducido y, por lo tanto, menor el tiempo que tarda el relé de protección en operar. (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

La figura 1.10 muestra que las curvas características tiempo – corriente, en la cual se puede observar que las curvas de tipo inverso se subdividen según su pendiente en: inversa, muy inversa y extremadamente inversa. Estas curvas se las puede aproximar mediante las ecuaciones de los estándares; IEC 60255-3 e IEEE C37.112, adjuntas en la tabla 1.2.

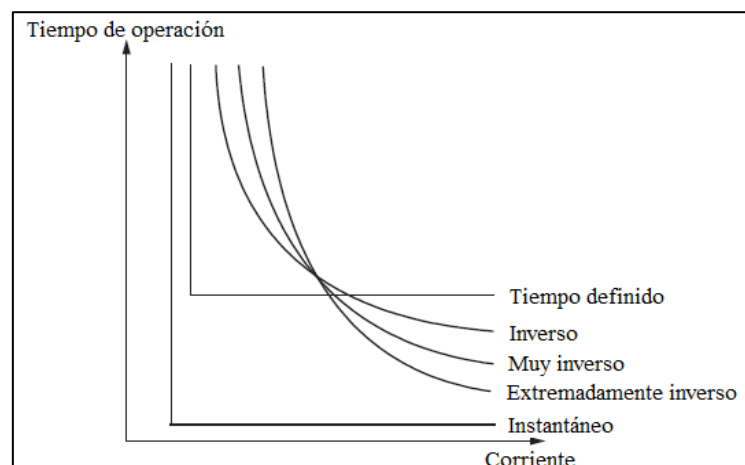


Fig. 1. 10. Curvas características tiempo – corriente. Fuente: Traducida de (Cañizares, Conejo, & Gómez, 2018)

TABLA 1. 2. Ecuaciones mediante las cuales se puede aproximar las curvas inversas.

Características de relé	Ecuación (IEC 60255)	Ecuación (IEEE C37.112)
Inversa	$t = TD_1 \times \left(\frac{0,14}{I_r^{0,02} - 1} \right)$	$t = TD_2 \times \left(\frac{0,0515}{I_r^{0,02} - 1} + 0,114 \right)$
Muy inversa	$t = TD_1 \times \left(\frac{13,5}{I_r - 1} \right)$	$t = TD_2 \times \left(\frac{19,61}{I_r^2 - 1} + 0,491 \right)$
Extremadamente inversa	$t = TD_1 \times \left(\frac{80}{I_r^2 - 1} \right)$	$t = TD_2 \times \left(\frac{28,2}{I_r^2 - 1} + 0,1217 \right)$

Donde:

t = tiempo de disparo (s)

TD₁= valor de ajuste de tiempo (dial), desde 0,05 a 1.

TD₂= valor de ajuste de tiempo (dial), desde 0,5 a 10.

I_r= corriente de referencia (pick-up)

1.7.7. Indicadores de falla

Los indicadores de falla son dispositivos que se activan mediante un campo magnético inducido por el flujo de corriente en un conductor cuando se produce una avería en la red eléctrica e indican que el dispositivo se ha disparado. (Horstmann, 2017) Un ejemplo se puede observar en la figura 1.11.



Fig. 1. 11. Ejemplo de indicador de falla. Fuente: (Horstmann, 2017)

Se utilizan principalmente para la localización de fallas más rápida y eficiente en redes de distribución de media tensión. Se instalan sobre barras colectoras de corriente, cables o líneas aéreas que están expuestos a inspección. Cualquier condición anormal de falla que exceda las corrientes de disparo preestablecidas del indicador de cortocircuito provoca una señal de disparo que activa una indicación visual. Esta señal también puede ser tomada remotamente. (Horstmann, 2017)

1.7.8. Seccionadores de repetición

Conocidos también como cortacircuitos de tres repeticiones tiene la función principal de despejar corrientes de falla o sobrecarga en los alimentadores primarios. Al ser de tres etapas

lo conforman tres seccionadores en un solo dispositivo como se observa en la figura 1.12. diseñado para prevenir fallas transitorias como ramas en las redes eléctricas, aves o descargas atmosféricas, para implementación en localizaciones de difícil acceso como zonas rurales, que atraviese bosques o llegue a pueblos lejanos. (Comensa, 2017)

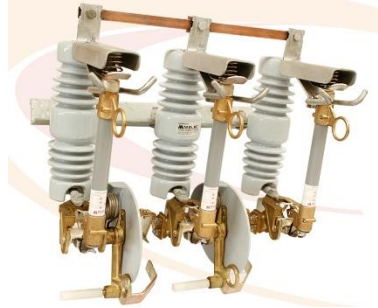


Fig. 1. 12. Seccionador de repetición. Fuente: (Comensa, 2017)

1.8. Coordinación de equipos de protección

Se conoce como coordinación al proceso de selección de dispositivos de protección con ciertas configuraciones de tiempo-corriente y su disposición apropiada en serie a lo largo de un alimentador de distribución para eliminar fallas de las líneas y aparatos de acuerdo con una secuencia de operación preestablecida. (Gönen, 2014)

Según (Gönen, 2014) la principal característica es seleccionar los equipos de protección y sus configuraciones para establecer zonas que provean protección temporal ante fallas y delimitar el área en caso de ser una falla permanente. Se debe considerar la siguiente información:

1. Diagrama de configuración del circuito alimentador escalado (mapa)
2. Ubicaciones de los dispositivos de protección existentes.
3. Curvas TCC de dispositivos de protección.
4. Corrientes de falla (en condiciones mínimas y máximas de generación) en cada punto donde pueda ubicarse un aparato de protección.

1.9. Coordinación entre fusibles SF y el Transformador

Para el análisis de este caso EMELNORTE toma en cuenta las curvas de daño que presentan los transformadores y en conjunto con las curvas de tiempo-corriente de los distintos fusibles existentes. De acuerdo a la figura 1.13, la curva del fusible tipo Slowfast es la que mejor se adapta a las curvas de daño de los transformadores por sus características tipo dual. En la tabla 1.3 se especifica la capacidad del fusible que protege al transformador en función de su potencia nominal.

TABLA 1. 3. Fusibles para protección de transformadores de 13,8 kV. Fuente: EMELNORTE.

Transformadores Monofásicos				Transformadores Trifásicos			
S (kVA)	Vpn (kV)	In (A)	Fusible SF	S (kVA)	Vpn (kV)	In (A)	Fusible SF
3	7,97	0,38	0,2	15	13,8	0,63	0,4
5	7,97	0,63	0,4	30	13,8	1,26	0,7
7,5	7,97	0,94	0,6	45	13,8	1,88	1
10	7,97	1,25	0,7	50	13,8	2,09	1,3
15	7,97	1,88	1	60	13,8	2,51	1,6
25	7,97	3,14	2,1	75	13,8	3,14	2,1
37,5	7,97	4,71	3,1	90	13,8	3,77	2,1
50	7,97	6,27	3,5	100	13,8	4,18	3,1
75	7,97	9,41	6,3	112,5	13,8	4,71	3,1
				125	13,8	5,23	3,1
				150	13,8	6,28	3,5
				200	13,8	8,37	5,2
				300	13,8	12,55	7,8

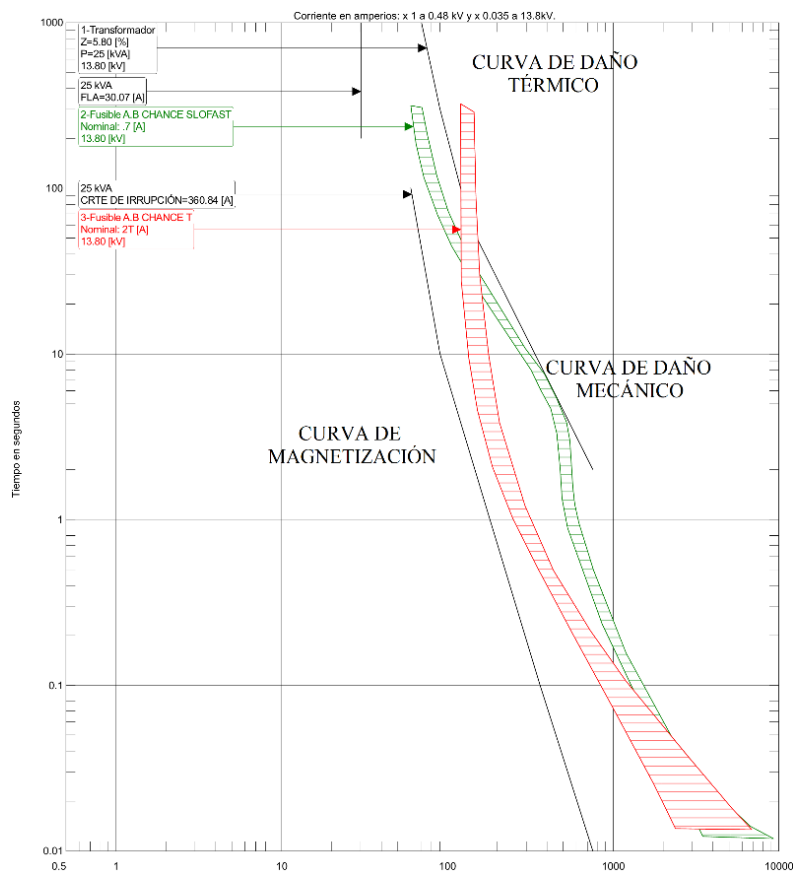


Fig. 1. 13. Simulación de la curva de daño de un transformador de 25KVA y los fusibles tipo SF y T.

1.10. Coordinación de fusible a fusible

La selección de un tipo de fusible para proveer una protección adecuada al circuito más allá de su ubicación se basa en distintos factores. En primer lugar, el fusible seleccionado debe ser capaz de transportar la corriente de carga propagada y, al mismo tiempo, debe ser

suficientemente selectivo con otros equipos de protección en serie. Además, debe tener un alcance apropiado; es decir, debe tener la capacidad de eliminar una corriente de falla mínima dentro de su zona en un tiempo establecido. (Gönen, 2014)

1.10.1. Coordinación entre fusibles SF y T

Determinados los fusibles tipo Slowfast para protección de los transformadores, estos dispositivos deben de operar correctamente aguas arriba. Según el criterio de coordinación de EMELNORTE, menciona que la protección que opera de mejor manera para la protección de las líneas conductoras es el fusible tipo T. Por lo que, en la tabla 1.4 se presenta las corrientes de falla máximas de coordinación entre los fusibles (SF de protección para los transformadores) y los fusible tipo T.

De acuerdo a la tabla de corrientes máximas de coordinación generadas en el módulo CYMTCC, se identifican como:

- El color rojo indica que los fusibles SF y T coordinan para todas las corrientes de cortocircuito máximas registradas en la tabla 1.4.
- El color rosado indica que las curvas características de los fusibles se intersecan, en este caso la corriente de falla máxima de coordinación es aquella que es calculada en el punto de intersección.
- El color blanco indica que no existe coordinación entre los fusibles.

TABLA 1. 4. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles SF y fusibles tipo T que se ubican aguas arriba.

SF \ T	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0,2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,6		4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,7		4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,0		4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,3			6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,4			6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,6			6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2,1				12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,1				12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,5					15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4,2					15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5,2						19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6,3							26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,0							25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,8								32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10,4									42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14,0											69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21,0													113	183	4324	6328	9525	9725
32,0														152	229	5436	9525	9725
46,0															184	301	8898	9725

1.10.2. Coordinación entre fusibles T y T

Las características de los fusibles tipo T lo convierten en el más apto para la protección de los alimentadores en sus; troncales y sus derivaciones. Consiguiendo con ello una correcta funcionalidad entre estos fusibles. Una vez definido el primer fusible protector está por debajo de la curva de tiempo-corriente del relé de cabecera, este será el que protegerá a las derivaciones primarias y para las derivaciones secundarias será de la mitad del valor del primer fusible, de la misma forma se realiza para derivaciones terciarias.

En la tabla 1.5. se puede analizar las corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T. Se utiliza el mismo criterio de coordinación que se analiza en la coordinación SF y T.

TABLA 1. 5. Corrientes de falla máximas de coordinación entre fusibles T. Fuente: EMELNORTE

T \ T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
6			350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
8				430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10					530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12						620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15							720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20								880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25									1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30										1300	3100	5000	6400	9700	15200
40											1400	3700	6200	9700	15200
50												1800	4700	9700	15200
65													2200	9000	15200
80														6800	15200
100														2900	13800
140															5000

1.11. Coordinación entre fusibles T y conductores

En este caso se analiza la corriente de fusión de los fusibles tipo T en comparación con la corriente de fusión del calibre de los conductores que se adecúen al sistema eléctrico. Debido a que el fusible seleccionado tiene que proteger al conductor en toda la longitud de las derivaciones debe cumplir con estas condiciones:

- La corriente de fusión del fusible T debe ser menor a la corriente máxima que soporta el conductor.
- La corriente de fusión del fusible T debe ser mayor a la corriente de carga fría.

En la tabla 1.6 se observa el calibre de conductores de aluminio, conductores de aluminio con alma de acero ACSR, la capacidad de corriente que soportan y se encuentran en espacio en blanco los fusibles que no protegen ese tipo de conductor.

TABLA 1. 6. Corrientes de fusión de fusibles tipo T y conductores. Fuente: Autor

Calibre AWG	Sección nominal mm ²	Aluminio	ACSR	If 100T	If 80T	If 65T
4/0	107.2	375	340	196,9	158,2	125,4
3/0	85.01	325	300	196,9	158,2	125,4
2/0	67.43	275	270	196,9	158,2	125,4
1/0	53.48	235	230	196,9	158,2	125,4
2	33.62	180	180	-	158,2	125,4
4	21.15	130	140	-	-	125,4
6	13.30	98	100	-	-	-

If: es la corriente de fusión del fusible.

1.12. Coordinación entre relé y fusible

Para la protección del alimentador primario la operación coordinada entre el relé de sobrecorriente ubicado en el troncal y los fusibles localizados en las derivaciones, consiste en que la operación del fusible se dé únicamente para fallas permanentes. En condición de falla permanente en una derivación el fusible debe operar antes que el relé del alimentador.

La figura 1.14 muestra un ejemplo de la simulación de la coordinación de las curvas de tiempo-corriente entre el relé de cabecera y un fusible tipo T adyacente con un margen de coordinación de 0,75.

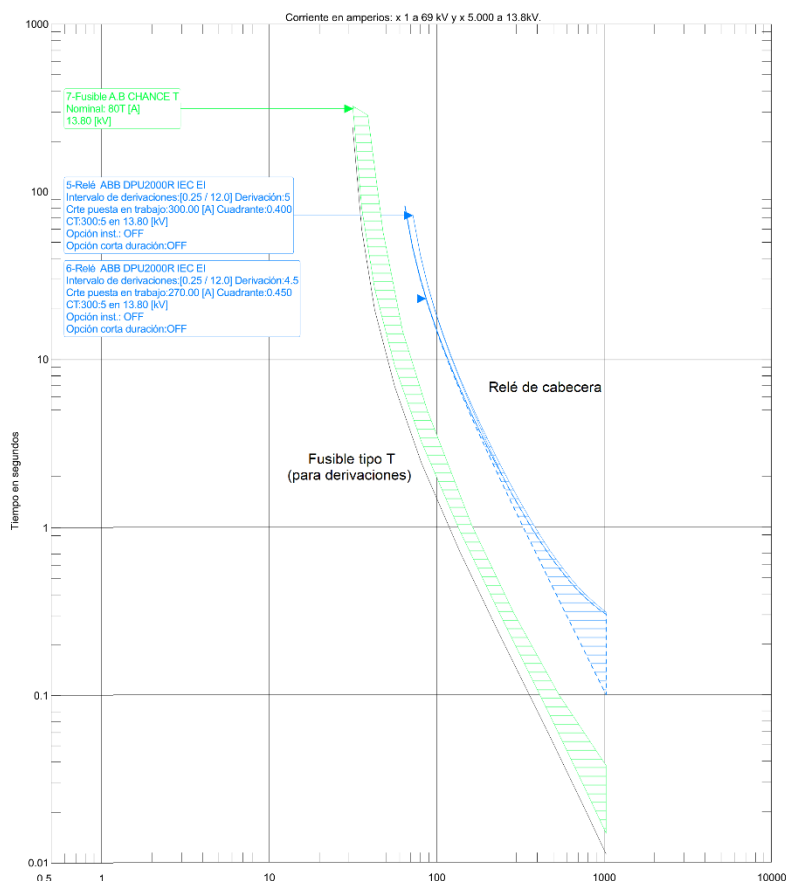


Fig. 1. 14. Coordinación entre el relé principal y fusible. Fuente: Autor

CAPÍTULO 2

Desarrollo

2.1. Introducción

En este capítulo se detalla la información de la situación actual del sistema de distribución de la subestación Atuntaqui y de los dispositivos de protección instalados en sus alimentadores, el estudio de coordinación de protecciones realiza un análisis a nivel de alimentadores utilizando la metodología de EMELNORTE con la ayuda de los programas ArcGis, CYMDIST y CYMTCC para modelar el sistema de distribución eléctrica, ajustar y ubicar los dispositivos de protección de forma apropiada para mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico.

2.2. Situación actual del sistema eléctrico de la subestación Atuntaqui

Ubicado en las calles Santa Berta y García Moreno de la parroquia de Atuntaqui, cantón Antonio Ante, provincia de Imbabura, suministra el servicio de energía eléctrica a las parroquias urbanas; Andrade Marín y Atuntaqui, también a las parroquias rurales; Chaltura, Imbaya, Natabuela y San Roque.

Su estructura se compone principalmente de un transformador de potencia de 20MVA a un nivel de voltaje de 69/13,8kV. Distribuye la energía eléctrica a través de 5 alimentadores principales. En la figura 2.1 se observa el diagrama unifilar de la subestación.

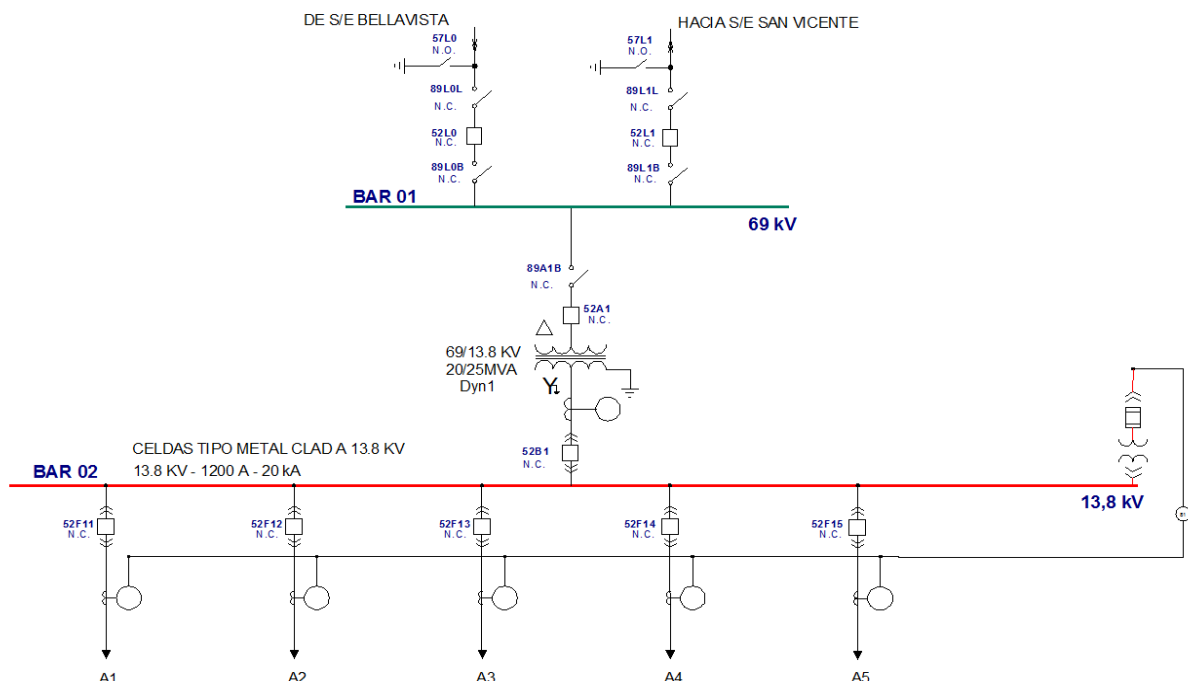


Fig. 2. 1. Diagrama unifilar de la subestación Atuntaqui.

2.2.1. Registro de desconexiones

En los alimentadores de la subestación Atuntaqui se presentan diversas causas que provocan la interrupción del servicio eléctrico, en la tabla 2.1 se resume los tipos de interrupciones que afectaron en los alimentadores durante el año 2018.

TABLA 2. 1. Interrupciones del sistema eléctrico de la subestación Atuntaqui. Fuente: EMELNORTE.

Nivel de afectación de la interrupción de la red	Origen de la interrupción	Causa de la interrupción	Catálogo de interrupciones
Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Lluvia
			Viento fuerte
			Ramas llevadas por el viento sobre las líneas de at
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento preventivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red MV/Red BV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
	EXTERNA NO PROGRAMADA	Transmisión/Generación	Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia, actuación de la protección sistémica del sin debido a problemas en la línea de transmisión San Antonio.
Monofásico	INTERNA PROGRAMADA	Ampliaciones y mejoras	Por mejoras o remodelaciones de las redes
			Cambio de elementos de red
			Extensión de red
	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Ramas de árboles sobre la red
			Viento fuerte
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red MV/Red BV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
Trifásico	INTERNA PROGRAMADA	Ampliaciones y mejoras	Por mejoras o remodelaciones de las redes
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red MV/Red BV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios

EMELNORTE tiene registrado los índices de frecuencia media de interrupciones y tiempo transcurso de las interrupciones en la tabla 2.2. que muestra el resultado anual de las interrupciones en los alimentadores de la subestación Atuntaqui.

TABLA 2. 2. Índices de desconexión. Fuente: EMELNORTE.

Subestación Atuntaqui	Resultado Anual	
	FMIK	TTIK
0601 (Alimentador 1)	5,360553218	4,707734863
0602 (Alimentador 2)	6,648362034	5,857658414
0603 (Alimentador 3)	3,093023256	4,036217239
0604 (Alimentador 4)	5,153750306	6,620267079
0604 (Alimentador 5)	5,655154147	7,609800302

2.2.2. Ajustes de los relés de protección


La información de los ajustes de coordinación de los relés instalados en la subestación Atuntaqui fue realizado previamente por el Departamento de Estudios Eléctricos; esta información fue utilizada para ingresar las curvas seleccionadas mediante la configuración y seteo del relé general como el de cada uno de los alimentadores con los que se protege a la subestación contra sobrecorriente, datos iniciales que son importantes en el análisis para la coordinación de protecciones en los alimentadores.

A continuación, en la tabla 2.3 se detallará la configuración del relé general y de los relés de cabecera de cada alimentador de la subestación obtenidos en el Estudio de coordinación de protecciones de subtransmisión realizado por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE.

TABLA 2. 3. Ajuste de relés implementados en la subestación Atuntaqui.

Relé	Voltaje (kV)	Tipo	Marca	Tecnología	Norma	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial
General	13,8	50/51	ABB	Digital	IEC	1200/5	fase	Very Inv	3,5	840	0,3
							neutro	Very Inv	2,5	600	0,4
A1	13,8	50/51	ABB	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	5	300	0,4
							neutro	Ext Inv	4,5	270	0,4
A2	13,8	50/51	ABB	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	5	300	0,4
							neutro	Ext Inv	4,5	270	0,4
A3	13,8	50/51	ABB	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	5	300	0,4
							neutro	Ext Inv	4,5	270	0,4
A4	13,8	50/51	ABB	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	5	300	0,4
							neutro	Ext Inv	4,5	270	0,4
A5	13,8	50/51	ABB	Digital	IEC	300/5	fase	Ext Inv	5	300	0,4
							neutro	Ext Inv	4,5	270	0,4

2.3. Modelación de equipos de protección

En esta etapa se utiliza el software CYMTCC para modelar los componentes del sistema eléctrico de la subestación Atuntaqui como; el transformador, relé general, relés de cabecera y fusibles. Los componentes se incluyen en el diagrama mediante la pestaña [crear equipo; ] de la ventana explorador múltiple.

En la figura 2.2 se observa las ventanas, pestañas e iconos que se utilizan en el programa CYMTCC para realizar la modelación.

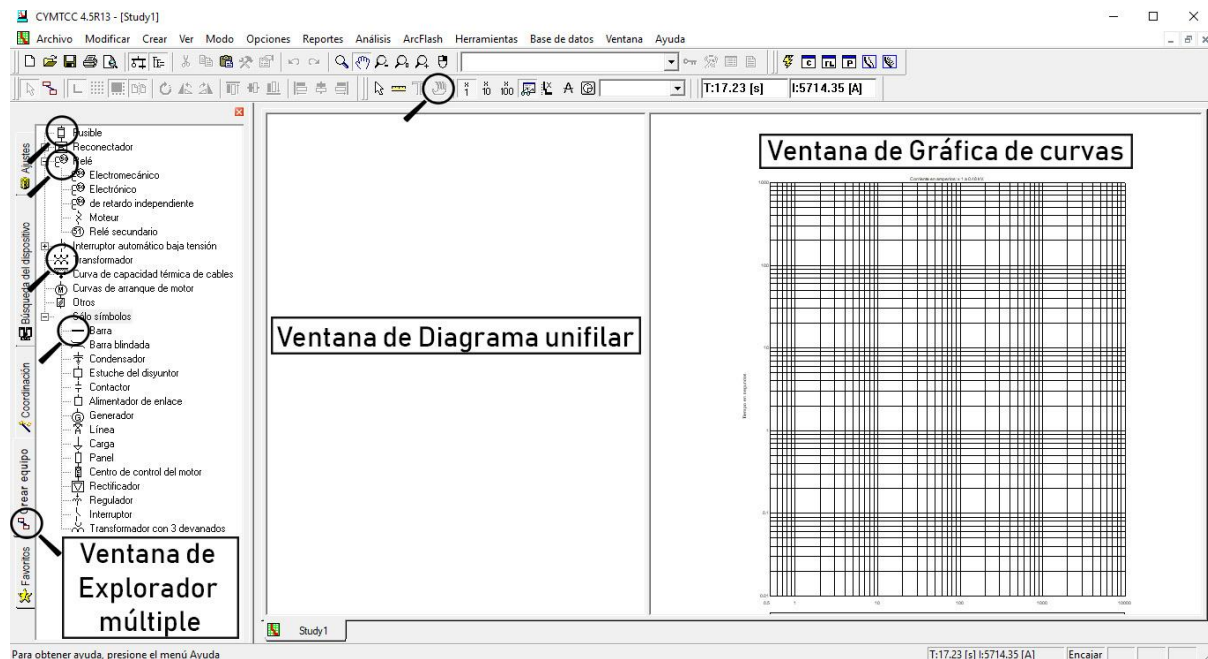


Fig. 2. 2. Ventanas principales del programa CYMTCC.



- La modelación empieza desde el transformador, para ingresarlo se arrastra desde el icono [Transformador; ] hasta el área de modelación del diagrama. Al añadirlo se abrirá una ventana en la cual se debe ingresar datos del transformador de la subestación Atuntaqui resumidos en la tabla 2.4 obtenida de la información brindada por EMELNORTE.

TABLA 2. 4. Información del transformador de potencia de la subestación Atuntaqui.

Tensión primaria	69000kV
Impedancia	13%
Servicio nominal	20000kVA
Enfriada por ventilador	25000kVA
Tipo de conexión	Delta-Y conexión directa a tierra

- Bajo el transformador se incluye el relé general de protección de fase (51) y tierra (51N), desde la pestaña “crear equipo” se arrastra el icono [relé; ] hacia la ventana del diagrama unifilar, desplegando una ventana en donde se debe ingresar la información registrada en la tabla 2.3 tomando en cuenta los ajustes del relé según la línea a proteger (ejemplo figura 2.3).

Relé

Dispositivo
Número 2 Id

Tipo control Relé electrónico 11

General

1 Tensión de operación 13.800 [kV] Protección Fase 9

2 Compañía ASEA BROWN BOVERI

3 Tipo ABB IDMT VERY INV

4 Cuadrante tiempo 0.300 Calcular cuad./puntos prueba

Puesta trab. 0.01 [s]

Puesta en trabajo

Ext. de tomas 0.25 / 12.0 Modif... Relación del Txfo crite

5 Toma L (t. largo) 3.5 P 1200.0 : S 5.00

6 Puesta trab. prim. 840.0 A Calcular ☐ Conexión en Delta

Puesta en trabajo

☒ Toma regulación con ext.
☐ Toma regulación sin ext.
☐ Intensidad primaria
☐ Sólo instantáneo
☐ Tiempo corto + inst. solamente
☐ Múltiple del FLA del motor 0.0 [A]

Modo de operación

☐ Leyenda tomas ...
☐ Cuadro de ajustes ...
☐ Tiempo corto ...
☐ Instantáneo ...
☒ Dispositivo auxiliar ... 8



Compañía ASEA BROWN BOVERI
 Compañía
 Descripción VERY INVERSE

Sobrecarrera ...
 CC & CPC...
 Coordinación ...
 Localización ...
 Color ...
 Modif...
 Símbolo ...
 Multirrelé...
 Símbolo D.U...
 Etiqueta...
 Agregar a Favoritos...

Dibujar
 Cancelar

1. Voltaje (kV)
2. Fábrica
3. Tipo de curva característica
4. Dial
5. Tap
6. Tap (A)
7. RTC Protección
8. Ingreso de tiempo de operación del relé y la apertura del disyuntor (200 ms)
9. Línea a la que se protege.
10. Ingreso de corriente máxima de cortocircuito (5146 A)
11. Tipo de relé o tecnología

Fig. 2. 3. Ingreso de datos de relé para realizar la simulación, ejemplo relé general protección de fase.

- Se ingresa una barra a nivel de voltaje 13,8kV para la salida de los alimentadores de la subestación esta debe estar ubicada por debajo del relé general de protección de fase y tierra.
- Luego de la barra se añade los relés de cabecera de los alimentadores ingresando los datos de la misma manera que el relé general, pero con los datos de ajuste de relé según la tabla 2.3.
- Ingresados el transformador y los relés de protección, en el programa CYMTCC se ingresa los fusibles desde “crear equipo” arrastrando el icono [Fusible; ] definiendo; la tensión de operación a 13,8kV, el tipo de fusible a utilizar y el valor de servicio nominal, que se puede manipular con el icono [ajuste rápido; ] para generar un cambio visual de las curvas características según se aumente o disminuya el valor.

El diagrama unifilar resultante se observa en la figura 2.4, que marca los equipos de protección utilizados en los alimentadores de la subestación Atuntaqui.

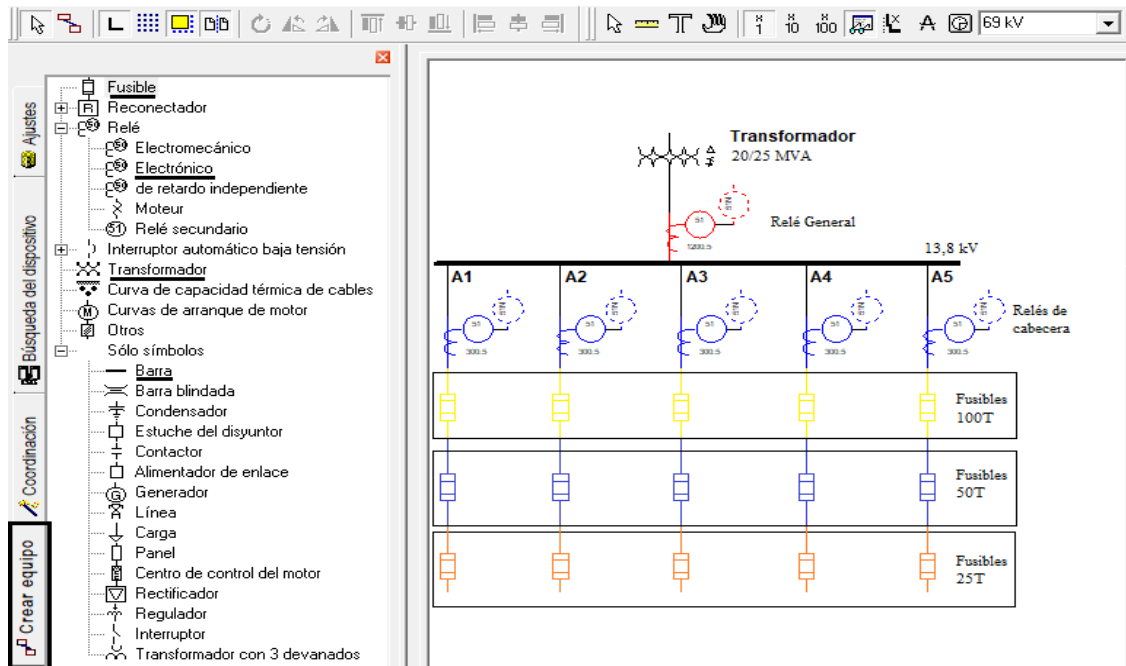


Fig. 2. 4. Diagrama en CYMTCC de los equipos de protección de la subestación Atuntaqui.

2.3.1. Determinación de fusibles

Para que un fusible ubicado en una derivación primaria coordine con el relé de cabecera del alimentador las curvas características del fusible deben estar por debajo de las curvas características del relé de la cabecera del alimentador.

Para la selección de los fusibles en la derivación secundaria y terciaria se aplica el mismo criterio descrito para el fusible seleccionado en la derivación primaria.

Los equipos de protección ingresados generan sus curvas características propias y se puede observar en la figura 2.5 que coordinan de forma adecuada.

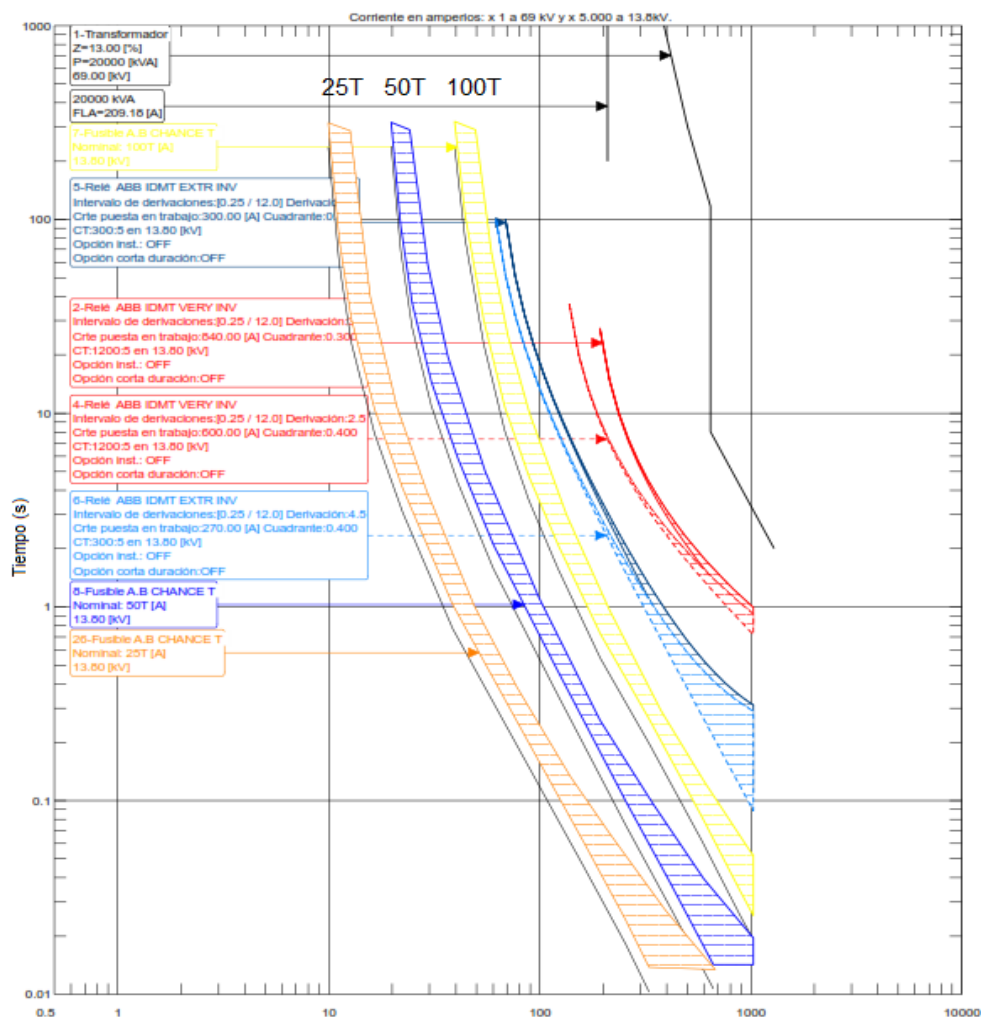


Fig. 2. 5. Curvas características de los equipos de protección modelados de la subestación Atuntaqui.

2.4. Metodología para la implementación de la coordinación de protecciones

2.4.1. Determinación de zonas de protección

Las zonas de protección se establecen de la siguiente manera:

- Subestación: Es protegida por el relé general contra sobrecorriente de fase y tierra (51, 51N). Desactivando la operación instantánea del relé.
- Troncal principal: Es protegida por los relés de cabecera (51 y 51N) con las funciones de operación instantánea desactivada. Su configuración de red trifásica recorre la mayor distancia posible según la topología del alimentador a partir del cual se ramifica el circuito eléctrico. No se instalan fusibles en el troncal principal y se define en el diagrama de color verde para su identificación.
- Derivación primaria: La protege el fusible tipo 100T, en toda derivación que se origine del troncal principal sin importar si es monofásica, bifásica o trifásica y recorre una gran extensión de red. Se define en el diagrama de color amarillo para su identificación.

- Derivación secundaria: La protege el fusible tipo 50T, en toda derivación que se origine de la derivación primaria sin importar si es monofásica o trifásica. Se define en el diagrama de color azul para su identificación.
- Derivación terciaria: La protege el fusible tipo 25T, en toda derivación que se origine de la derivación secundaria. Se define en el diagrama de color naranja para su identificación.

2.4.2. Delimitación de rangos de fusibles para transformadores

Este análisis se realiza mediante la tabla 1.4 de la siguiente manera:

- Se identifican los fusibles que se utilizan para las derivaciones primarias, secundarias y terciarias.
- El límite de corriente de cortocircuito máximo de color rojo determina los fusibles slowfast que se pueden utilizar en cada derivación. Extrapolando esta corriente hacia los fusibles que se encuentran en el eje vertical izquierdo.

En la figura 2.6 se observa los fusibles seleccionados tipo T que coordinan hasta un rango de fusible tipo SF. Estos fusibles limitan la capacidad de los transformadores a instalar en cada derivación.

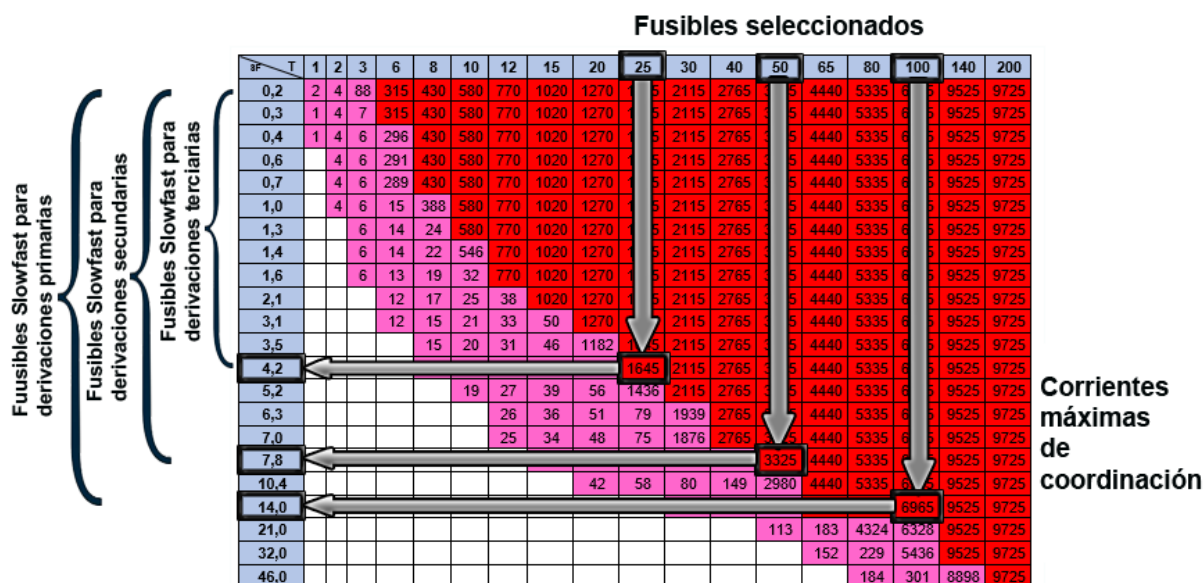


Fig. 2. 6. Análisis de corrientes máximas de coordinación entre fusibles SF y T.

2.4.3. Corrientes máximas de cortocircuito entre fusibles T

Mediante la tabla 1.5 se analiza las corrientes de esta forma:

- Se localiza la corriente de coordinación en la intersección entre la derivación terciaria (25T) ubicada aguas abajo de la derivación secundaria (50T) ubicada aguas arriba.

- Y la intersección entre la derivación secundaria (50T) ubicada aguas abajo de la derivación primaria (100T) ubicada aguas arriba.

		Fusible para derivación secundaria aguas arriba										Fusible para derivación primaria aguas arriba					
T	T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200	
6			350	680	930	1200	1530	1950	2540	3300	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
8				430	840	1200	1530	1950	2540	3300	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
10					530	1010	1530	1950	2540	3300	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
12						620	1280	1950	2540	3300	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
15							720	1550	2540	3300	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
20								880	2000	3300	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
25										2500	4000	5000	6300	8000	9700	15200	
30										1300	3100	5000	6300	8000	9700	15200	
40											1400	3700	6300	8000	9700	15200	
50													4700	9700	15200		
65													2200	9000	15200		
80														6800	15200		
100														2900	13800		
140															5000		

Fusible para derivación terciaria aguas abajo

Fusible para derivación secundaria aguas abajo

Fig. 2. 7. Análisis de corrientes de cortocircuito en derivaciones aguas abajo y derivaciones aguas arriba.

2.4.4. Determinación de rangos de corrientes

Según las tres derivaciones posibles a realizar se puede tener dos zonas de coordinación, de acuerdo a esto se analiza las corrientes máximas de coordinación entre los fusibles que protegen una misma zona de coordinación, es decir, la corriente de los fusibles de las derivaciones secundarias con los de las derivaciones primarias delimitan un área de funcionamiento y las corrientes de los fusibles SF con las derivaciones secundarias que determinan la capacidad de los transformadores que protegen en la zona de coordinación n°1, siendo esta corriente la selecta para definirse como rango. Para la zona de coordinación n°2 se analiza el mismo criterio y se observa $I_{selecta}$ en la tabla 2.5.

TABLA 2. 5. Selección de corrientes máximas de coordinación.

Comparación	Derivaciones	Fusibles	Icc max (A)	$I_{selecta}$ (A)
Zona de coordinación N°1	Sec - Prim	50T - 100T	4700	3325
	Trafos - Sec	SF - 50T	3325	
Zona de coordinación N°2	Terc - Sec	25T - 50T	2500	1645
	Trafos - Terc	SF - 25T	1645	

Se determina rangos para poder discriminar las zonas de protección en los alimentadores por lo que se dividirá en tres rangos; el primero se podrán realizar solo derivaciones primarias, en el segundo se podrán realizar derivación primarias y secundarias, y en el tercero se podrán realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias, con el objetivo de hacer más selectivo al sistema de protecciones eléctricas. Resultado que se muestra en las tablas 2.6.

TABLA 2. 6. Rangos establecidos para derivaciones en los alimentadores con sus colores asignados.

Rango	Color	Derivación	$I_{\text{rango}} \text{ (A)}$
1	Rojo	Primaria	Icc S/E - 3325
2	Azul	Secundaria	3325 - 1645
3	Verde	Terciaria	< 1645

Icc S/E: corrientes de falla desde la subestación Atuntaqui hasta 3325.

Los colores se definen para utilizar en el programa ArcGis.

2.5. Cálculo de corrientes de cortocircuito

Una vez establecidos los rangos de cortocircuitos en cada derivación se procede a calcular las corrientes de cortocircuito en los alimentadores para obtener las corrientes de cortocircuito en cada nodo eléctrico.

Para obtención de las corrientes de cortocircuito se debe ingresar las impedancias equivalentes (tabla 2.7), en la cabecera de los alimentadores en el programa CYMDIST para realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásicas, bifásicas y trifásicas en cada uno de los alimentadores de la subestación Atuntaqui

TABLA 2. 7. Impedancias equivalentes S/E Atuntaqui.

	R(Ω)	X(Ω)
Z1	0,162	1,724
Z2	0,162	1,72
Z0	0,014	1,189

En el programa CYMDIST se sigue los siguientes pasos para realizar la obtención de las corrientes de corto circuito en los alimentadores de la subestación Atuntaqui:


- Se inicia seleccionando el icono [seleccionar redes; ] que abre la ventana para seleccionar un alimentador a ser graficado en la ventana, de acuerdo al código de identificación de acuerdo a la tabla 2.8.

TABLA 2. 8. Código identificador de los alimentadores de la subestación Atuntaqui.

ALIMENTADORID	1300060T01
13	EMELNORTE
00060	Código de subestación Atuntaqui
T	Nivel de voltaje a 13,8 kV
1-2-3-4 o 5	Número de alimentador

- Con el alimentador proyectado en el plano se ejecuta las “Propiedades de la red”, seleccionando el nodo de la cabecera del alimentador, el cual genera la pestaña “Fuente” para definir el tipo como: equivalente definido por el usuario y la pestaña “Equivalente” en donde se ingresa; la tensión equivalente de fuente a 13.8 kVLL, el cálculo a realizar a nivel alto de fallas en modo de impedancias equivalentes (Ω) e ingresar los valores de la tabla

2.8 proporcionada por el departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE. Los detalles a registrar se puede observar en la figura 2.7.

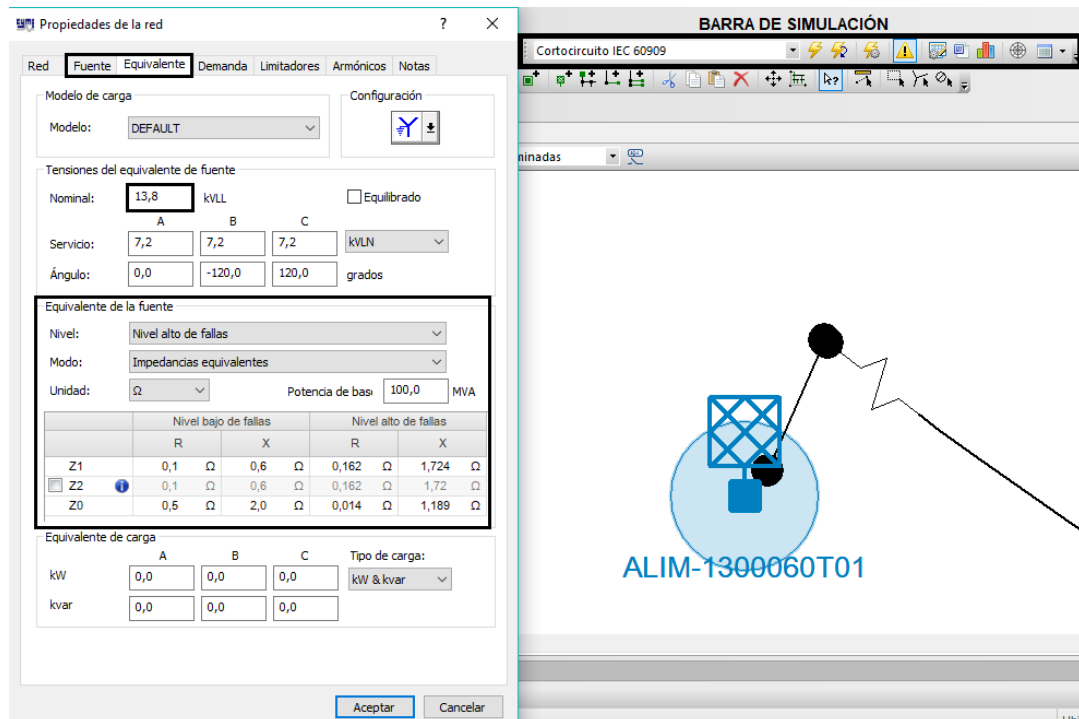


Fig. 2. 8. Propiedades de la red modificadas.

- En la barra de simulación, se verifica el tipo de estudio y el estandar que aplica el software para realizar la modelación, según la metodología de EMELNORTE se utiliza “Cortocircuito IEC 60909”, luego se emplea el icono [ejecutar la simulación ⚡] en el cual se dispondrá realizar el cálculo de los niveles de corto circuito en todos los nodos y barras, y se ejecuta.
- Resultados del cálculo generado en el programa aparece una ventana “Cuadro de Cortocircuito IEC 60909 ”con los valores de las corrientes de LLL, LG, LL y LLG. Los valores deben ser similares en la cabecera de los cinco alimentadores.
- Con los valores de cortocircuito obtenidos en cada nodo de los alimentadores es necesario exportarlos en hojas de datos de excel, para lo cual seleccionamos el botón [Reporte de analisis 📊] ubicado en la barra de simulación, ventana en la cual se selecciona “Cortocircuito IEC – Corrientes detalladas” y modificamos las propiedades del reporte para obtener una tabla de Excel con informacion acerca de; nodos, voltaje, y corrientes de corto circuito trifasicas, bifásicas, bifásicas a tierra, monofásicas a tierra y sus coordenadas en XY. La figura 2.9 muestra las ventanas del reporte de análisis.

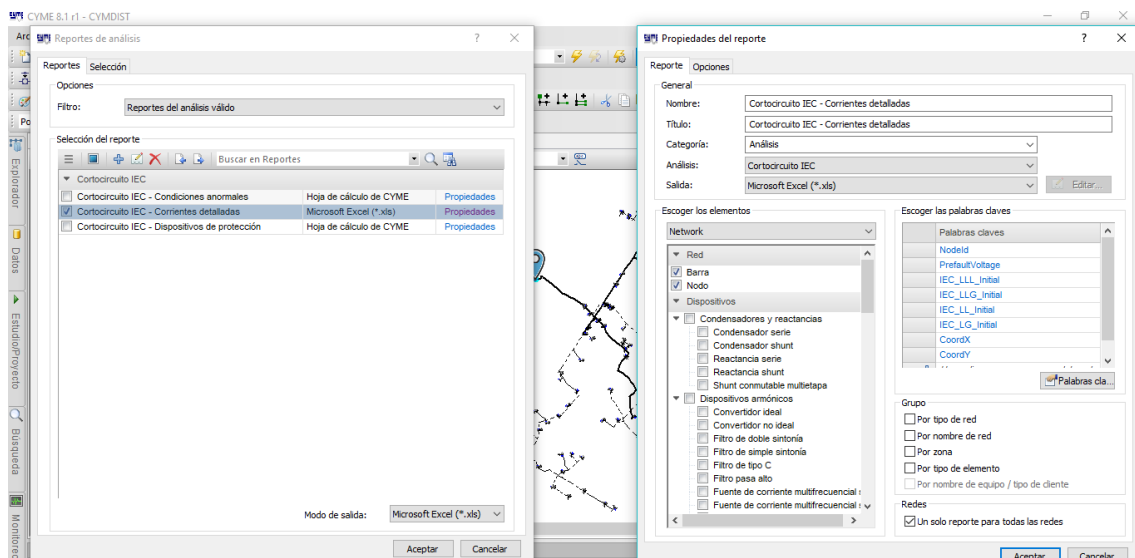



Fig. 2. 9. Selección de datos a exportar.

- Para finalizar, con la función [filtro; ] de Microsoft Excel en la columna de voltajes de las tablas obtenidas se discriminan los valores distintos a 13,8 kV y se eliminan esos datos, puesto que solo se necesitan las corrientes de cortocircuito a nivel de 13,8 kV. En la figura 2.10 se puede observar el resultado que incluye una columna adicional con los valores de corriente de cortocircuito máximos (Icc_max [A]) entre los cortocircuitos LLL, LL, LLT y LT de cada nodo de los alimentadores.




	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1		Voltaje 	Cortocircuitos resultantes				Ubicación		
2	Nombre nodo	filtrado (kV)	I"k LLL (kA)	I"k LLT (kA)	I"k LL (kA)	I"k LT (kA)	Coord. X	Coord. Y	Icc_máx (A)
3	NODOFUENTE-2884	13,800	4,601403	5,053985	3,989522	5,146088	808336,900	10035175,960	5146,087810
4	MTA_S_489309	13,800	4,590341	5,031073	3,979860	5,124786	808342,650	10035182,370	5124,786010
5	MTA_S_500487	13,800	4,544692	4,938581	3,940164	5,037755	808356,880	10035215,340	5037,755178








Fig. 2. 10. Hoja de datos del estudio de cortocircuito.

2.6. Creación de plantillas de ArcGis

Este proceso se realiza para extraer información de cada alimentador de la subestación Atuntaqui de forma individual de la base de datos de EMELNORTE, cada uno deben estar ordenados en una carpeta con el nombre del alimentador que internamente contendrán una plantilla visor que se utilizará para incluir la información extraída y una carpeta con el nombre "Capas" en donde se guardarán los archivos extraídos de ArcGis.

Esta actividad se ejecuta mediante los siguientes pasos:

- En el icono [capas; ] de la tabla de contenido de ArcGis se selecciona y aplica clic derecho sobre la capa Tramo MT Aéreo para abrir el comando adicional [Open Attribute Table; ]

- Abierta la tabla de atributos se ejecuta [Select By Attributes; ] en el cual mediante el identificador ALIMENTADORID añadido el signo =; se genera valores únicos, para ubicar el código del alimentador a extraer y se aplica.
- Localizado el Tramo MT Aéreo se abre los comandos adicionales, se selecciona [Data-Export Data ] para exportar el archivo y proceder a guardar el archivo en formato shapefile “Nombre_capa_a_exportar.shp”, en la carpeta [Capas; ] del alimentador que se extrae.
- Luego en la pestaña “Selection” se ejecuta [Select By Location; ] para seleccionar las demás capas necesarias a exportar, mediante el método de selección de características, se coloca un visto sobre la capa; Subestación, Poste, Puesto Protección Dinámico, Puesto TransfDistribucion, Seccionador Fusible, Tramo MT Subterráneo y Tramo MT Aéreo, y se aplica.
- Localizadas las capas necesarias para la coordinación de protecciones del alimentador se procede a exportar [] como se realizó para el Tramo MT Aéreo guardando los archivos shapefile en la carpeta capas del alimentador.
- En la carpeta de capas del alimentador se añade un archivo tipo shapefile “fuse plantilla.shp” que tiene las características para ingresar los tipos de fusibles necesarios en los tramos de media tensión.
- Los datos extraídos se importan en una plantilla visor de ArcGis nueva [], en la tabla de contenidos se abre los comandos adicionales con clic derecho sobre la capa Tramo MT Aéreo que se encuentra sin datos, se selecciona [Data-Repair Data Source; ], luego se ubica la carpeta en donde están guardados los archivos shapefile y se agrega seleccionando el archivo del mismo nombre de la capa. Este paso debe realizarse en todas las capas extraídas para la nueva plantilla.
- Para finalizar en las propiedades de la capa Tramo MT Aéreo y Tramo MT Subterráneo se registran las redes trifásicas, bifásicas y monofásicas con diferentes colores para diferenciarlas en el diagrama del alimentador. Estos colores se registran en la pestaña “Simbology” seleccionando la categoría “unique values, many fiels” como: SUBTIPO: OBSERVACIO, ahí se agrega los valores y se define los colores.

Para realizar el cambio de color en los tramos de media tensión se añade en las características SUBTIPO: OBSERVACIO, los ajustes; Troncal Principal, Derivación Primaria, Secundaria y Terciaria con el color que determine su longitud.

La figura 2.11 muestra un ejemplo de un alimentador con la información importada de la base de datos de EMELNORTE y señala algunos de los comandos utilizados en este proceso.

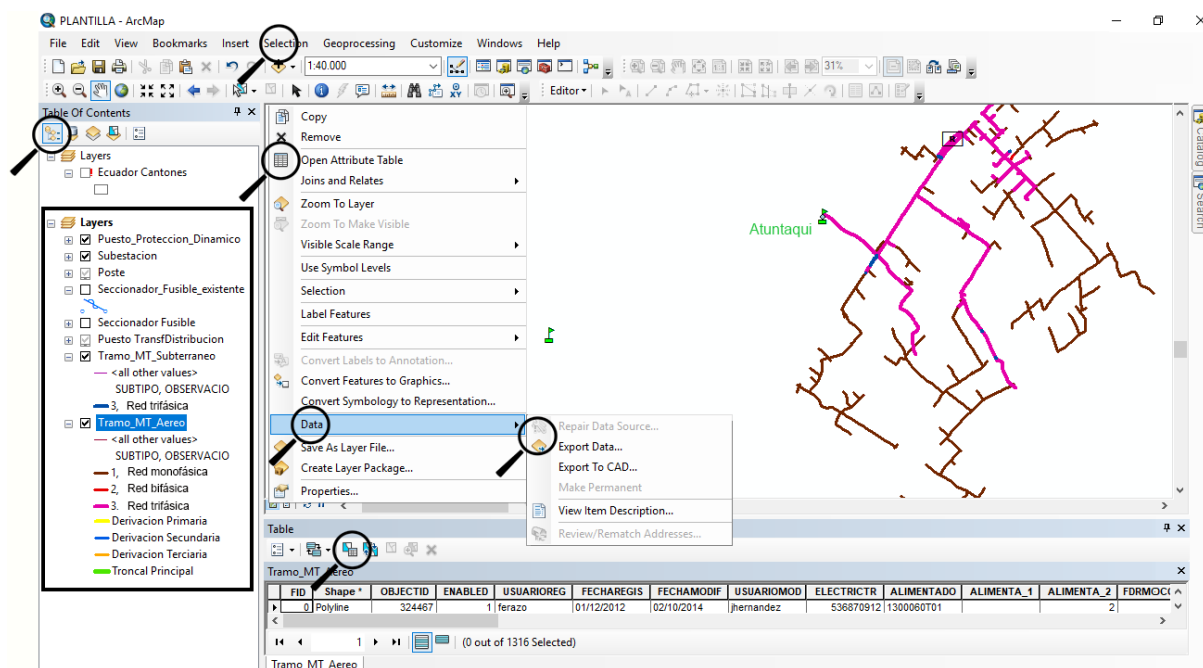


Fig. 2. 11. Ejemplo de visor ArcGis con componentes importados desde la base de datos de EMELNORTE.

2.6.1. Ingreso de corrientes de cortocircuito








- Para ingresar las hojas de datos de corrientes de cortocircuito, en la pestaña “File” de ArcGis se ejecuta [Add XY Data; ], elegir la hoja de datos a ingresar que activará los campos de especificación de coordenadas y se selecciona Coord#X y Coord#Y en los campos que corresponden.
- Luego se procede a exportar la capa que se crea en la tabla de contenidos para contar con un archivo shapefile con el nombre identificador del alimentador (ejemplo: 1300060T01), se guarda en la carpeta del alimentador y se acepta agregar como una nueva capa. La nueva capa se configurará para que aparezca el valor de cortocircuito en el diagrama.
- Se selecciona todas las corrientes de cortocircuito del diagrama y se abre la tabla de atributos [], ejecutando [Select By Attributes; ] aparecerá una ventana en la que se elige el dato de corrientes máximas y se formula según la tabla 2.9. para cada rango.

TABLA 2. 9. Fórmulas para selección de corrientes de cortocircuito.

Rango 1	$lcc_máx \geq 3325$
Rango 2	$lcc_máx < 3325 \text{ AND } lcc_máx > 1645$
Rango 3	$lcc_máx \leq 1645$

- La selección debe realizarse de forma individual debido a que los valores selectos se exportan como otra capa con el nombre de su área de conformación, es decir se añadirá tres capas que se distinguirán por los colores ya definidos en el ítem 2.4.

2.6.2. Ingreso de fusibles en ArcGis

- Para ingresar un fusible en el diagrama, en la barra de edición de ArcGis se selecciona “Editor” y se aplica [Start Editing; ]
- Antes de ingresar un fusible en “Editor” se selecciona “Snapping Window” en esta opción se activan las casillas de capas sobre las cuales van a ir incluidos los fusibles, en este caso; poste y tramo media tensión.
- Luego se activa el icono [Create Features; ] que abre una ventana que muestra los distintos fusibles que se pueden añadir al diagrama y ya solo es necesario arrastrarlo hacia el punto que se quiere incorporar el fusible.
- Para conservar los cambios es necesario guardar la edición [Save Edits; ] antes de detener la con [Stop Editing; ]

2.7. Protección de los circuitos alimentadores

Con los equipos de protección seleccionados y configurados se procede a determinar las troncales principales de cada alimentador y registrar los rangos de corrientes de cortocircuito para realizar el análisis de ubicación de los fusibles tipo T de protección para derivaciones.

La ubicación de los fusibles seleccionados se realiza mediante el análisis de los criterios de la metodología de coordinación de protecciones; verificando capacidades de los transformadores, corriente de conducción de los conductores, rangos de corrientes máximas de coordinación, respuesta ante corrientes de carga fría y coordinación con equipos de protección adicionales como reconectadores.

2.7.1. Circuito Atuntaqui 1

En la figura 2.12. se puede observar el esquema unifilar del alimentador A1 de la subestación mismo que muestra definida la troncal principal y registrado los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc).

En la figura 2.13 se muestra el esquema del alimentador A1 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGis. Además, se puede observar el tipo de fusible utilizado para cada derivación, los cuales serán registrados en la tabla del Anexo A con las posiciones georreferenciadas de su localización.

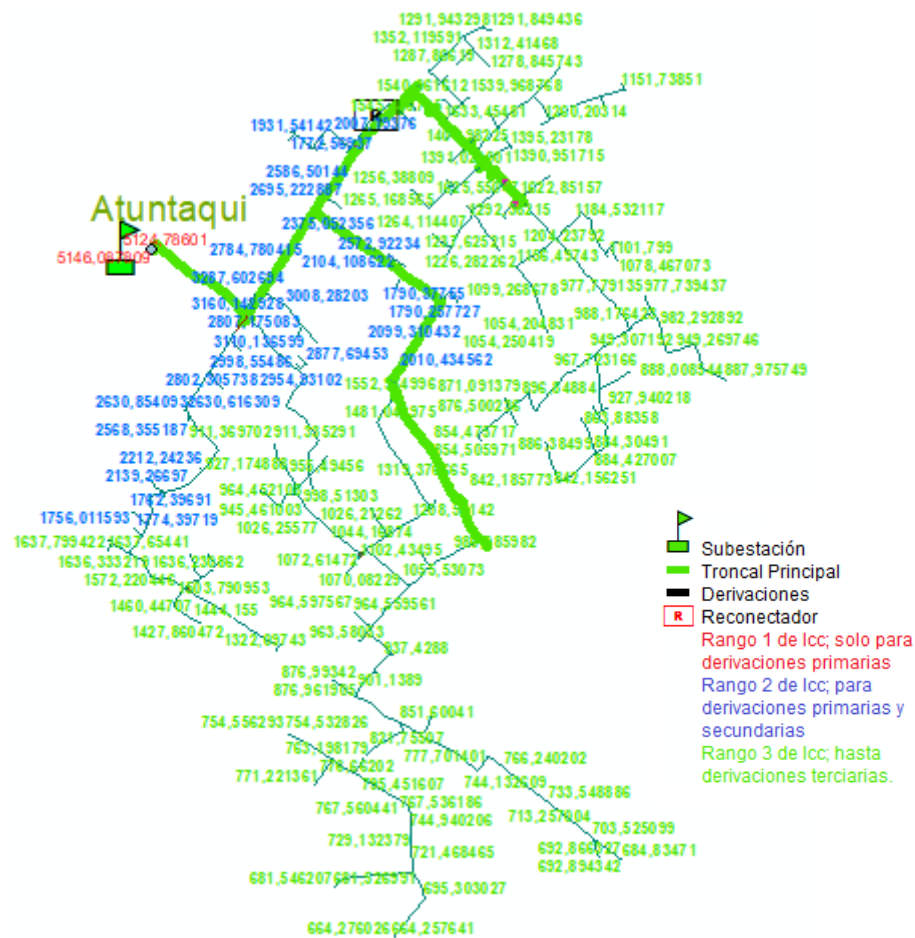


Fig. 2. 12. Esquema unifilar del alimentador A1.

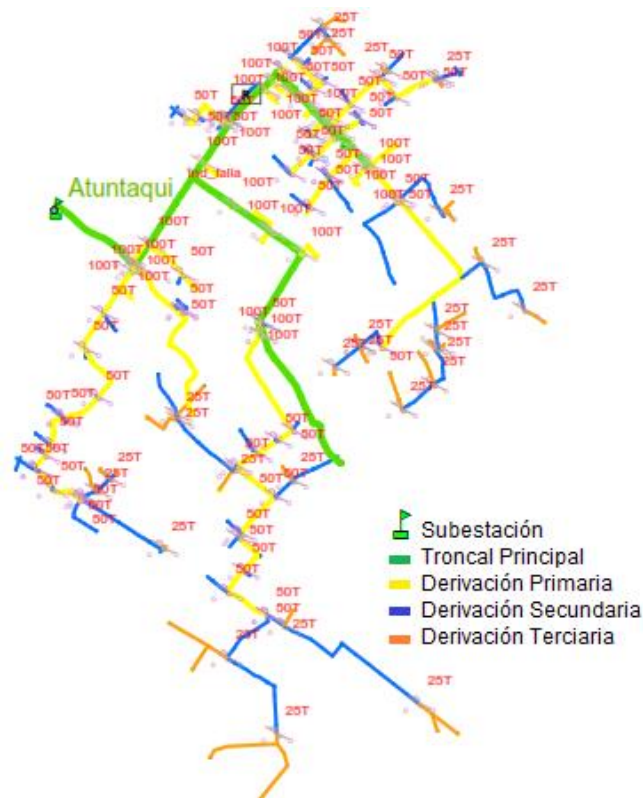


Fig. 2. 13. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A1.

2.7.2. Circuito Atuntaqui 2

En la figura 2.14. se puede observar el esquema unifilar del alimentador A2 de la subestación mismo que muestra definida la troncal principal y registrado los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc).

En la figura 2.15 se muestra el esquema del alimentador A2 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGis. Además, se puede observar el tipo de fusible utilizado para cada derivación, los cuales serán registrados en la tabla del Anexo B con las posiciones georreferenciadas de su localización.

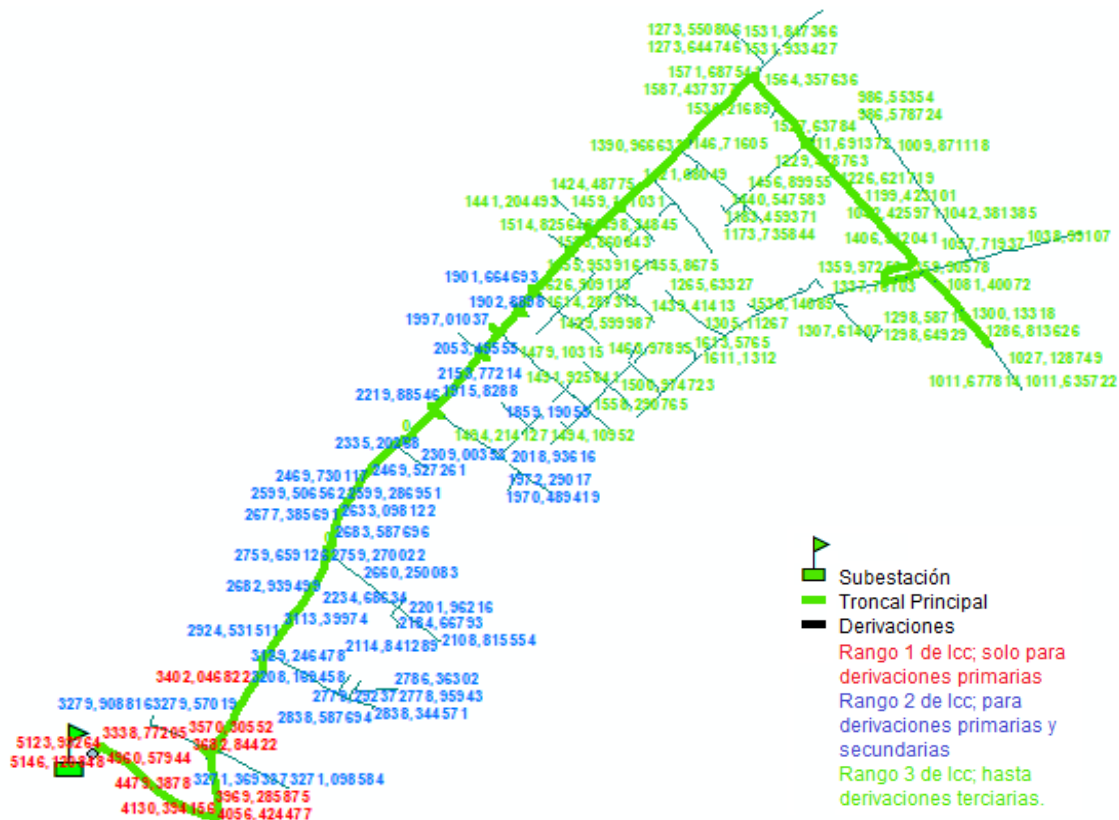


Fig. 2. 14. Esquema unifilar alimentador A2.

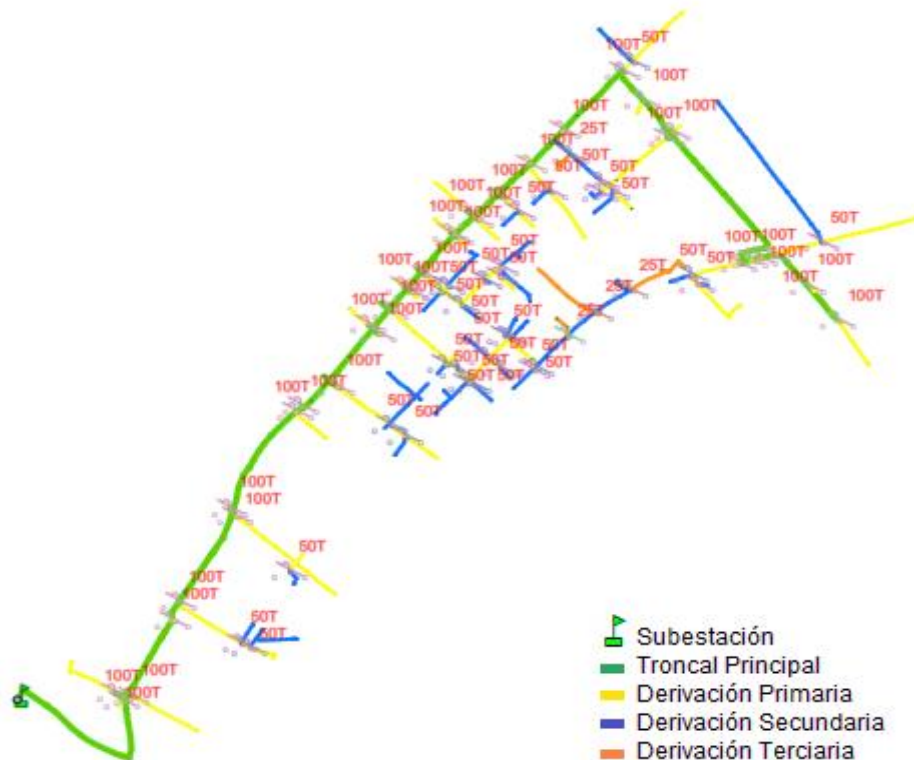


Fig. 2. 15. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A2..

2.7.3. Circuito Atuntaqui 3

En la figura 2.16. se puede observar el esquema unifilar del alimentador A3 de la subestación mismo que muestra definida la troncal principal y registrado los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc). En este caso, al ser un alimentador pequeño no se dan las condiciones para realizar derivaciones terciarias.

En la figura 2.17 se muestra el esquema del alimentador A3 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGis. Además, se puede observar el tipo de fusible utilizado para cada derivación, los cuales serán registrados en la tabla del Anexo C con las posiciones georreferenciadas de su localización.

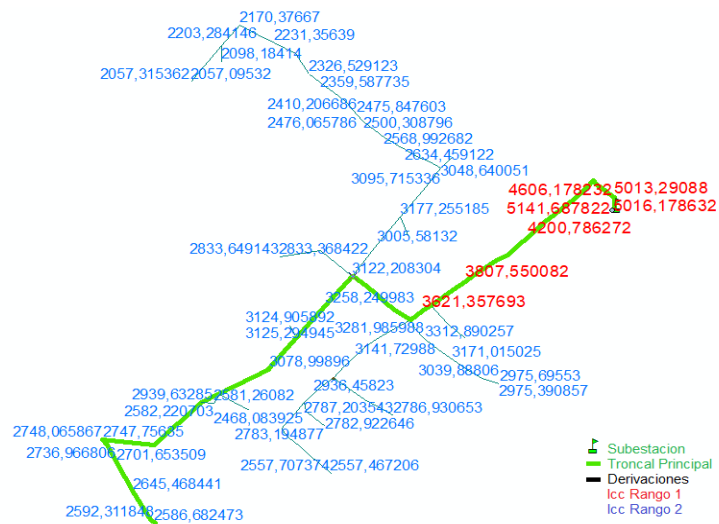


Fig. 2. 16. Esquema unifilar del alimentador A3.

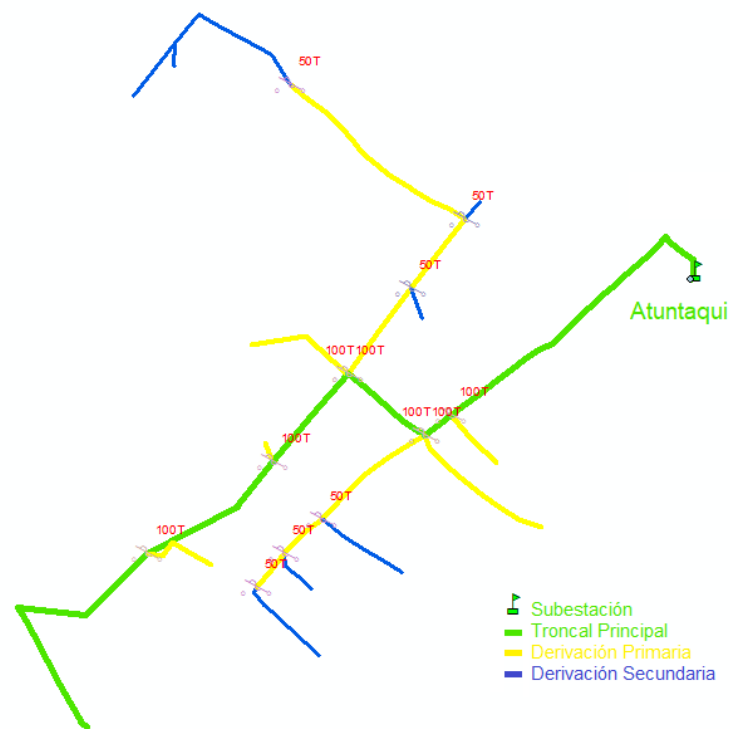


Fig. 2. 17. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A3.

2.7.4. Circuito Atuntaqui 4

En la figura 2.18 se puede observar el esquema unifilar del alimentador A4 de la subestación mismo que muestra definida la troncal principal y registrado los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc). En este caso, al ser un alimentador pequeño no se dan las condiciones para realizar derivaciones terciarias.

En la figura 2.19 se muestra el esquema del alimentador A4 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGis. Además, se puede observar el tipo de fusible utilizado para cada derivación, los cuales serán registrados en la tabla del Anexo D con las posiciones georreferenciadas de su localización.

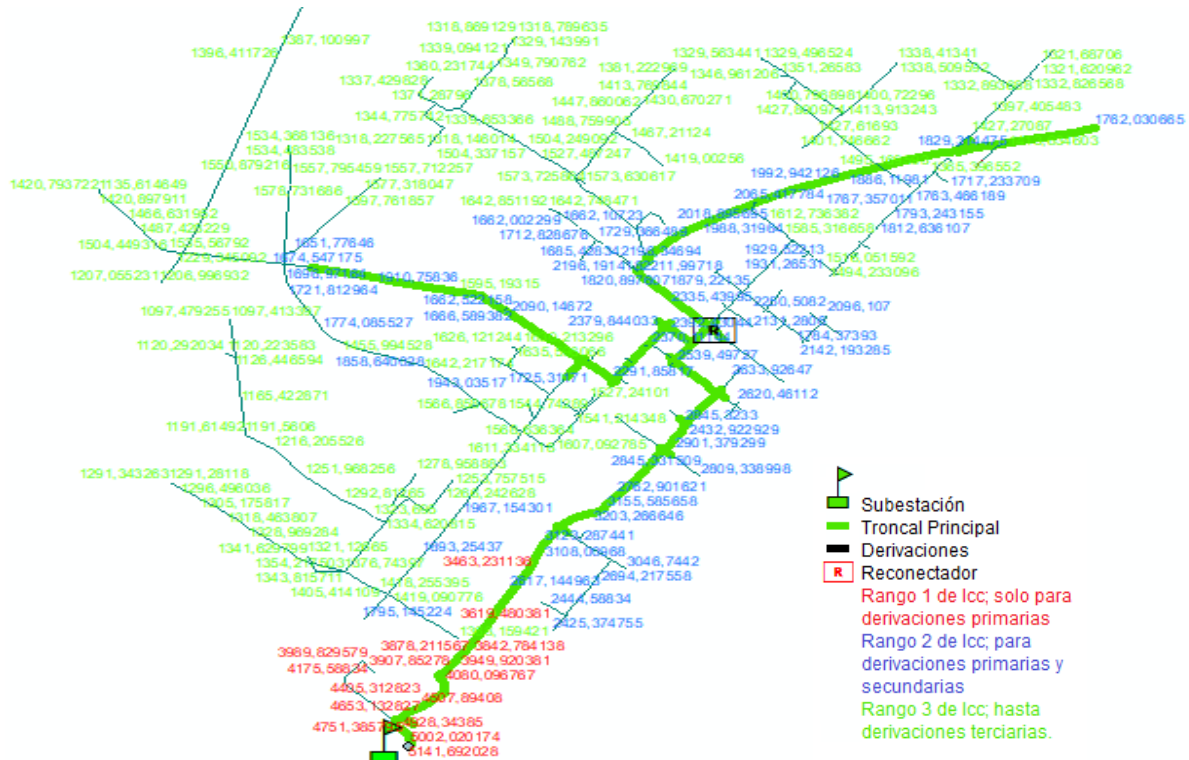


Fig. 2. 18. Esquema unifilar del alimentador A4.

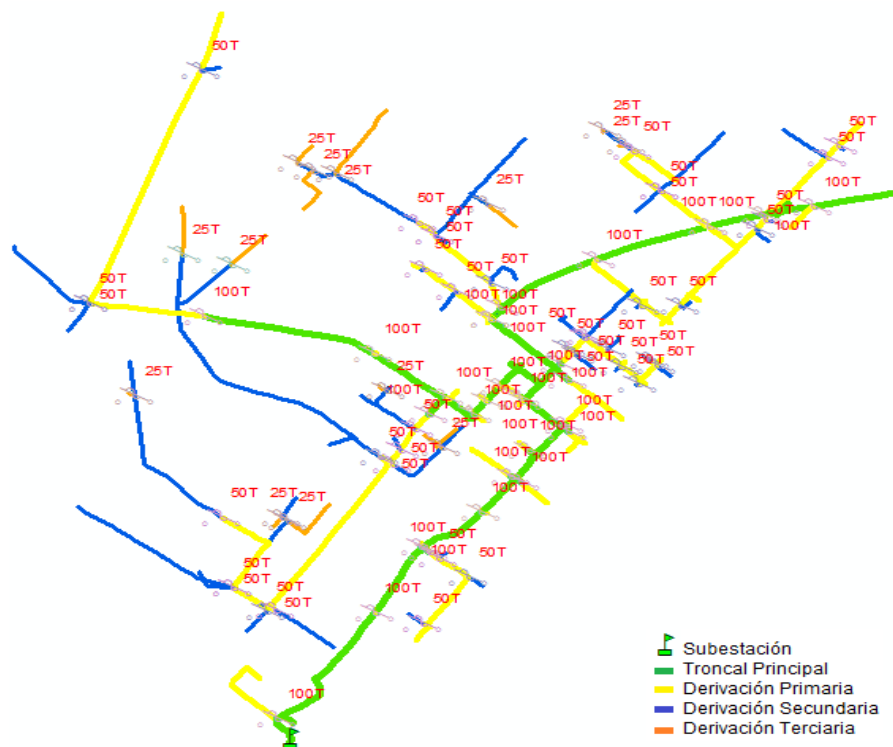


Fig. 2. 19. Esquema de equipos de protección coordinados del alimentador A4.

2.7.5. Circuito Atuntaqui 5

En la figura 2.20. se puede observar el esquema unifilar del alimentador A5 de la subestación mismo que muestra definida la troncal principal y registrado los rangos de corrientes de cortocircuito (Icc). En este caso, al ser un alimentador pequeño no se dan las condiciones para realizar derivaciones terciarias.

También se muestra el esquema del alimentador A5 con sus derivaciones primarias, secundarias y terciarias ya identificadas en el software ArcGis. Además, se puede observar el tipo de fusible utilizado para cada derivación, los cuales serán registrados en la tabla del Anexo E con las posiciones georreferenciadas de su localización.

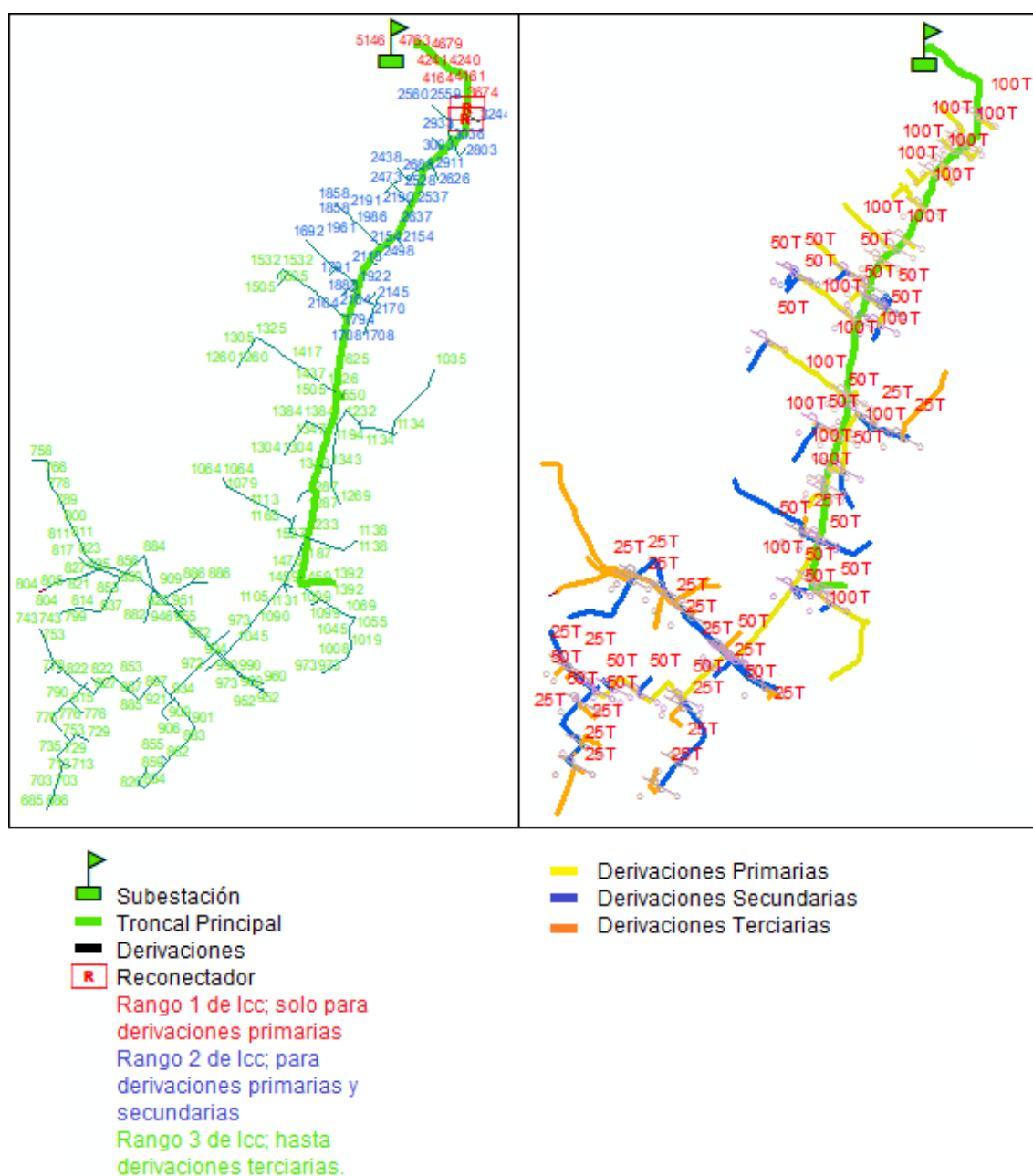


Fig. 2. 20. Esquema unifilar y equipos de protección coordinados del alimentador A5.

CAPÍTULO 3

Resultados

3.1. Estudio del alimentador Atuntaqui 1

El alimentador A1 tiene una extensión de 43,8Km de longitud; tramos monofásicos que comprenden 31,81Km, tramos bifásicos 0,093Km, tramos trifásicos aéreos 11,70Km y trifásicos subterráneos 0,22Km. Posee también 192 transformadores; 43 trifásicos y 149 monofásicos.

3.1.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección de la siguiente manera.

TABLA 3. 1. Protecciones alimentador A1.

Fusibles posterior a los relés de cabecera			
Derivación primaria		100T	
Derivación secundaria		50T	
Derivación terciaria		25T	
Reconectador 1			
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No aplica	No aplica	No aplica
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Neutro	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Fusibles posterior al primer reconectador			
Derivación primaria		No aplica	
Derivación secundaria		No aplica	
Derivación terciaria		No aplica	

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.2.

TABLA 3. 2. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
100T	Todos	Todos
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.3. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3. 3. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A1.

Rango de corrientes	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5146 y 3325	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 3325 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1645	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

Del estudio realizado se define necesaria la utilización de la siguiente cantidad de fusibles. Determinados en la tabla 3.4 según el tipo de fusible:

TABLA 3. 4. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
100T	72
50T	64
25T	26

En el anexo A se detalla la ubicación geográfica de los fusibles a implementarse

3.1.2. Sensibilidad de los fusibles

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.5 y 3.6 de la siguiente manera:

TABLA 3. 5. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	100T	196,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	No Protege	140 (A)	No Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

TABLA 3. 6. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corriente de Cargas frías			
			I _{MCD}	R I _{CF}	I _{CF}	
Primaria	100T	196,9 (A)	19,47 (A)	3	58,42 (A)	Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	16,11 (A)	3	48,34 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	10,99 (A)	3	32,98 (A)	Protege

I_{MCD}: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF}: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF}: Es la corriente de carga fría resultante del producto de I_{MCD} * R I_{CF}.

3.1.3. Equipos de protección adicionales

El reconectador ubicado en el poste A1P411 no se toma en cuenta para la coordinación con los demás equipos de protección debido a que este dispositivo funciona como interruptor, con el propósito de servir para transferencia de carga manual entre los alimentadores A1 y A2 de la subestación.

Se incluyó 6 indicadores de falla en la troncal principal, estos dispositivos deben ser configurados con la corriente de pick-up (270 A) con la que se setea a los relés de cabecera y se utilizan para identificar la dirección de la corriente de falla en la división de las redes eléctricas de la troncal. La ubicación seleccionada para instalar estos componentes es:

- desde el poste A1P28 hacia A1P29 tres indicadores de falla.
- desde el poste A1P28 hacia A1P6083 tres indicadores de falla.

3.2. Estudio del alimentador Atuntaqui 2

El alimentador A2 tiene una extensión de 17,15 Km de longitud; tramos monofásicos que comprenden 5,015Km, tramos trifásicos aéreos 12,08Km y trifásicos subterráneos 0,052Km. Tiene también 166 transformadores; 69 trifásicos y 97 monofásicos.

3.2.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección de la siguiente manera.

TABLA 3. 7. Protecciones alimentador A2.

Fusibles posterior a los relés de cabecera			
Derivación primaria		100T	
Derivación secundaria		50T	
Derivación terciaria		25T	
Reconectador 1			
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No aplica	No aplica	No aplica
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Neutro	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Fusibles posterior al primer reconectador			
Derivación primaria		No aplica	
Derivación secundaria		No aplica	
Derivación terciaria		No aplica	

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.8.

TABLA 3. 8. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
100T	Todos	Todos
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.9. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3. 9. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A2.

Rango de corrientes	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5146 y 3325	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 3325 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1645	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

Del estudio realizado se define necesaria la utilización de la siguiente cantidad de fusibles. Determinados en la tabla 3.10 según el tipo de fusible:

TABLA 3. 10. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
100T	33
50T	30
25T	4

En el anexo B se detalla la ubicación geográfica de los fusibles a implementarse

3.2.2. Sensibilidad de los fusibles

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.11 y 3.12 de la siguiente manera:

TABLA 3. 11. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	100T	196,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	No Protege	140 (A)	No Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

TABLA 3. 12. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corriente de Cargas frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	100T	196,9 (A)	27,23 (A)	3	81,68 (A)	Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	18,13 (A)	3	54,38 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	11,34 (A)	3	34,03 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto de $I_{MCD} * R_{ICF}$.

3.3. Estudio del alimentador Atuntaqui 3

El alimentador A3 tiene una extensión de 5,72Km de longitud; tramos monofásicos que comprenden 2,66Km, tramos trifásicos aéreos 3,04Km y trifásicos subterráneos 0,02Km. Alimenta a 17 transformadores; 4 trifásicos y 13 monofásicos. No cuenta con reconectores instalados.

3.3.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección de la siguiente manera.

TABLA 3. 13. Protecciones alimentador A3.

Fusibles posterior a los relés de cabecera			
Derivación primaria		100T	
Derivación secundaria		50T	
Derivación terciaria		No aplica	
Reconector 1			
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No aplica	No aplica	No aplica
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Neutro	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Fusibles posterior al primer reconector			
Derivación primaria		No aplica	
Derivación secundaria		No aplica	
Derivación terciaria		No aplica	

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.14.

TABLA 3. 14. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
100T	Todos	Todos
50T	hasta 75	hasta 300

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.15 que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3. 15. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A3.

Rango de corrientes	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5146 y 3325	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 3325 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.

Del estudio realizado se define necesaria la utilización de la siguiente cantidad de fusibles. Determinados en la tabla 3.16 según el tipo de fusible:

TABLA 3. 16. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
100T	11
50T	10

En el anexo C se detalla la ubicación geográfica de los fusibles a implementarse

3.3.2. Sensibilidad de los fusibles

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.17 y 3.18 de la siguiente manera:

TABLA 3. 17. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio			
			1/0		2AWG	
Primaria	100T	196,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	No Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege

TABLA 3. 18. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corriente de Cargas frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	100T	196,9 (A)	6,28 (A)	3	18,84 (A)	Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	5,82 (A)	3	17,46 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto de $I_{MCD} * R I_{CF}$.

3.4. Estudio del alimentador Atuntaqui 4

El alimentador A4 tiene una extensión de 28,14Km de longitud; tramos monofásicos que comprenden 11,74Km, tramos trifásicos aéreos 16,36Km y trifásicos subterráneos 0,04Km. Posee también 155 transformadores; 46 trifásicos y 109 monofásicos.

3.4.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección de la siguiente manera.

TABLA 3. 19. Protecciones alimentador A4.

Fusibles posterior a los relés de cabecera			
Derivación primaria		100T	
Derivación secundaria		50T	
Derivación terciaria		25T	
Reconectador 1			
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No aplica	No aplica	No aplica
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Neutro	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Fusibles posterior al primer reconectador			
Derivación primaria		No aplica	
Derivación secundaria		No aplica	
Derivación terciaria		No aplica	

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.20.

TABLA 3. 20. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
100T	Todos	Todos
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.21. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3. 21. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A4.

Rango de corrientes	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5146 y 3325	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 3325 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1645	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

Del estudio realizado se define necesaria la utilización de la siguiente cantidad de fusibles. Determinando la tabla 3.22 según el tipo de fusible:

TABLA 3. 22. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
100T	64
50T	71
25T	17

En el anexo D se detalla la ubicación geográfica de los fusibles a implementarse

3.4.2. Sensibilidad de los fusibles

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.23 y 3.24 de la siguiente manera:

TABLA 3. 23. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	100T	196,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	No Protege	140 (A)	No Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

TABLA 3. 24. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corriente de Cargas frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	100T	196,9 (A)	40,91 (A)	3	122,74 (A)	Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	11,34 (A)	3	34,03 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	6,28 (A)	3	18,84 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto de $I_{MCD} * R I_{CF}$.

3.4.3. Equipos de protección adicionales

El reconectador ubicado en el poste A4P574 no se toma en cuenta para la coordinación con los demás equipos de protección debido a que este dispositivo funciona como interruptor de apertura o cierre para un pequeño tramo del alimentador.

Se incluyó 6 indicadores de falla en la troncal principal, estos dispositivos deben ser configurados con la corriente de pick-up (270 A) con la que se setea a los relés de cabecera y se utilizan para identificar la dirección de la corriente de falla en la división de las redes eléctricas de la troncal. La ubicación seleccionada para instalar estos componentes es:

- desde el poste A4P505 hacia A4P504 tres indicadores de falla.
- desde el poste A4P505 hacia A4P511 tres indicadores de falla.

3.5. Estudio del alimentador Atuntaqui 5

El alimentador A5 tiene una extensión de 29,50 Km de longitud; tramos trifásicos aéreos 6,35 Km, tramos monofásicos aéreos 23,08 Km y monofásicos subterráneos 0,07 Km. Posee también 122 transformadores; 15 trifásicos y 107 monofásicos.

3.5.1. Coordinación de protecciones

Luego de realizar el estudio de coordinación de protecciones se determina la implementación de los siguientes equipos de protección de la siguiente manera.

TABLA 3. 25. Protecciones alimentador A5.

Fusibles posterior a los relés de cabecera			
Derivación primaria		100T	
Derivación secundaria		50T	
Derivación terciaria		25T	
Reconectador 1			
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	No aplica	No aplica	No aplica
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Neutro	IEC 255 EI	No aplica	No aplica
Fusibles posterior al primer reconectador			
Derivación primaria		No aplica	
Derivación secundaria		No aplica	
Derivación terciaria		No aplica	

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

Para la expansión del sistema de distribución se debe considerar que los fusibles de las derivaciones pueden mantener la coordinación de protecciones hasta la capacidad nominal de los transformadores dentro de su zona de protección, según la tabla 3.26.

TABLA 3. 26. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs SF	Monofásico (kVA)	Trifásico (kVA)
100T	Todos	Todos
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150

Para la definición de derivaciones en el alimentador se utilizan los rangos de corrientes de cortocircuito máximo de la tabla 3.27. que determinan el tipo de derivación que se puede realizarse geográficamente en el alimentador.

TABLA 3. 27. Rangos de corrientes de cortocircuito establecidos para derivaciones en el alimentador A5.

Rango de corrientes	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5146 y 3325	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 3325 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1645	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

Del estudio realizado se define necesaria la utilización de la siguiente cantidad de fusibles, la tabla 3.28 muestra según el tipo de fusible:

TABLA 3. 28. Número de fusibles por tipo.

Fusible	Cantidad
100T	33
50T	33
25T	21

En el anexo E se detalla la ubicación geográfica de los fusibles a implementarse

3.5.2. Sensibilidad de los fusibles

En este caso se analiza si los fusibles selectos protegen al conductor eléctrico en las derivaciones y si operan correctamente ante la conexión de cargas frías, determinando las tablas 3.29 y 3.30 de la siguiente manera:

TABLA 3. 29. Relación de corrientes de fusión entre los fusibles selectos y los conductores.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores de Aluminio					
			1/0		2AWG		4AWG	
Primaria	100T	196,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	No Protege	140 (A)	No Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	230 (A)	Protege	180 (A)	Protege	140 (A)	Protege

TABLA 3. 30. Sensibilidad de los fusibles selectos ante corrientes de cargas frías.

Derivación	Fusible	Corriente de fusión	Corriente de Cargas frías			
			I_{MCD}	$R I_{CF}$	I_{CF}	
Primaria	100T	196,9 (A)	13,82 (A)	3	41,46 (A)	Protege
Secundaria	50T	98,9 (A)	9,42 (A)	3	28,27 (A)	Protege
Terciaria	25T	49,7 (A)	11,31 (A)	3	33,92 (A)	Protege

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

$R I_{CF}$: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto de $I_{MCD} * R_{ICF}$.

3.5.3. Equipos de protección adicionales

Los reconectores están ubicados en los postes A5P30 y A5P34, estos dispositivos se analizan modelando las curvas de características de los dispositivos que se ubican aguas arriba y aguas abajo de este equipo como se puede observar en la figura 3.1.

Para lograr coordinación las curvas características de los reconectores deben estar ubicadas por debajo de la curva del relé de cabecera, obteniendo los siguientes resultados.

- Están ubicados muy cerca de la cabecera del alimentador con una corriente de cortocircuito de 3500 A, lo que provoca que aguas abajo del reconector los fusibles para las derivaciones primarias sean de 20T.
- Al disminuir la capacidad de los fusibles para las derivaciones primarias los rangos de corrientes para dividir las zonas de protección se disminuyen, provocando menor selectividad en el sistema de protecciones.
- Los fusibles SF que protegen a los transformadores reducirían la capacidad de protección, es decir si se tiene un transformador monofásico de 50kVA con un fusible 3,5SF, no coordinaría con el fusible para la derivación primaria tipo 20T.

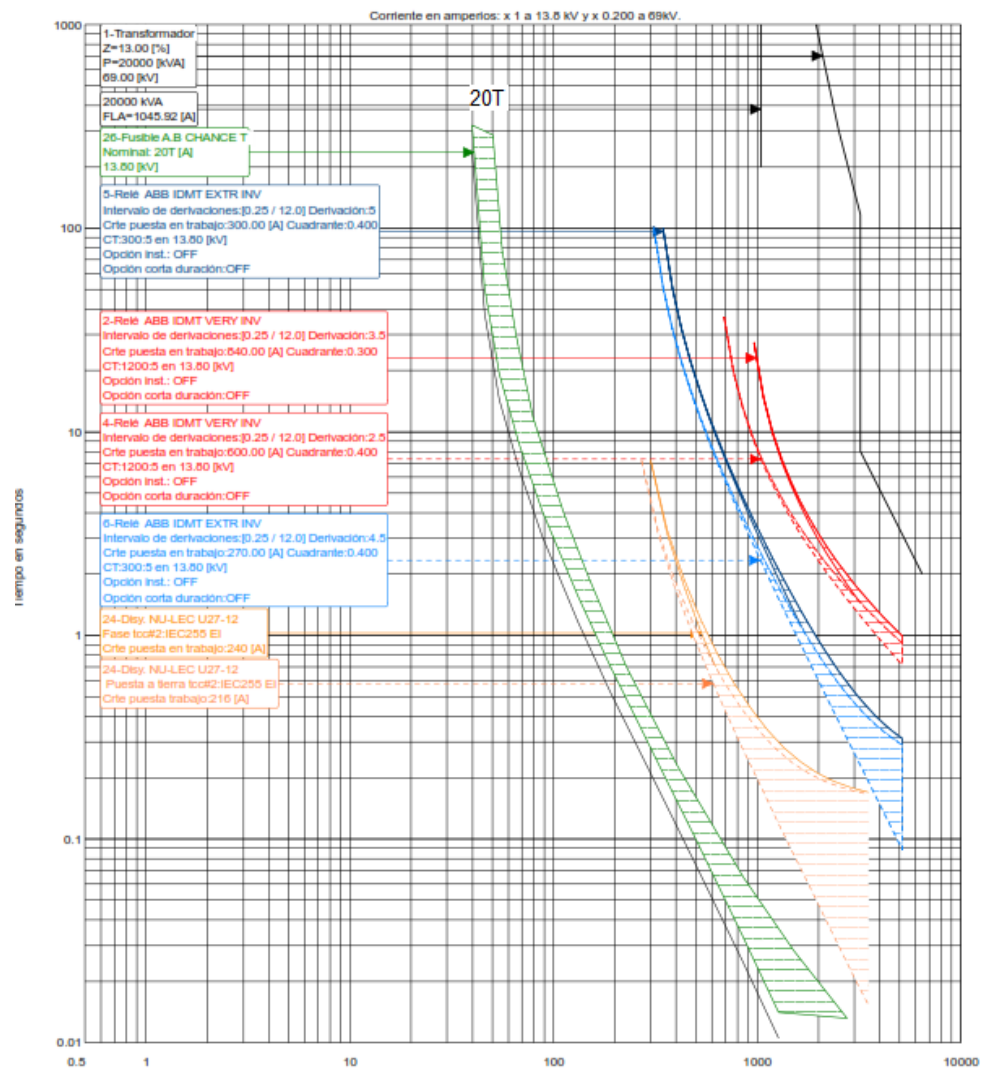


Fig. 3. 1. Modelación de un reconectador para análisis de coordinación.

CONCLUSIONES

- La metodología aplicada para la coordinación de protecciones en alimentadores primarios que utiliza EMELNORTE, se basa en estudios previos de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión con los que se obtiene los seteos de los relés de sobrecorriente de las subestaciones de distribución, configuraciones que sirven de referencia para seleccionar los fusibles en las derivaciones primarias, secundarias y terciarias.
- Las tablas de coordinación de fusibles calculadas por la Empresa EMELNORTE y la metodología aplicada; permite establecer límites en las corrientes máximas de coordinación de los dispositivos de protección y capacidades de los transformadores de distribución que se pueden instalar en los alimentadores primarios.
- La metodología aplicada para la coordinación de protecciones se caracteriza por su implementación que va desde la fuente hacia la carga cumpliendo con los requisitos de selectividad, sensibilidad y velocidad de respuesta.
- Para definir la troncal del alimentador; esta debe ser una línea de media tensión trifásica de mayor extensión y que no cruce áreas con vegetación de gran altura que pueden producir averías en la línea de medio voltaje. Las derivaciones primarias, secundarias y terciarias deben cubrir la mayor extensión posible para aumentar la selectividad del sistema de coordinación de protecciones.
- Los fusibles en la derivación primaria deben tener una corriente de fusión menor a la corriente máxima de conducción de la troncal.
- Los fusibles tipo Slowfast (SF) presentan curvas de tiempo-corriente que se ajustan a las características de las curvas de los transformadores, localizadas en la parte superior de la curva de la corriente de inrush y en la parte inferior de las curvas de daño térmico y mecánico, consiguiendo mayor operatividad al realizar la protección de los transformadores.
- La coordinación entre fusibles tipo T y tipo SF definen también la capacidad máxima de los transformadores de distribución que se pueden instalar como capacidades máximas admisibles definidas en los rangos de protección de cada fusible tipo T.

- La utilización de reconectores está dispuesta para otros objetivos como: en el alimentador A1 el reconector tiene función únicamente de interruptor de maniobra que permitiría realizar una transferencia de carga entre los alimentadores A1 y A2, en el alimentador A4 funciona como interruptor para apertura o cierre de un tramo del alimentador también permitiría realizar transferencia de carga entre A4 y A2 y en el alimentador A5 los reconectores se encuentran instalados muy cerca de la cabecera razón por la cual no se puede definir un margen de coordinación así que se define como interruptores de maniobra.
- La utilización de derivaciones se debe a la metodología aplicada, consecuencia de las limitaciones por corrientes máximas de cortocircuito que permita implementar derivaciones primarias, secundarias y terciarias en los alimentadores A1, A2, A4 y A5 a excepción del alimentador A3 que al ser el de menor longitud y según los rangos de corriente resultante solo se pueden dividir en derivaciones primarias y secundarias.
- En este estudio la corriente de fusión de los fusibles para las derivaciones primarias en todos los alimentadores tienen una magnitud de 196,91 (A); por lo que el tipo de conductor en troncales debe ser 3/0 y en derivaciones primarias 2/0 como parte de la Normativa aprobada por Presidencia Ejecutiva; debido a la corriente máxima de conducción de estos conductores son 303 (A) y 270 (A) respectivamente, por lo que se debe realizar este cambio previo a la aplicación del estudio de coordinación de protecciones.

RECOMENDACIONES

- Se debe implementar el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Atuntaqui realizado en este trabajo de grado ya que la subestación hoy en día no presenta equipos de protección adecuados para la correcta coordinación de los dispositivos de protección, instalados sin un estudio previo.
- Utilizar el estudio de protecciones como referencia para realizar factibilidades de servicio eléctrico recomendando la instalación de fusibles homologados para realizar extensiones de red eléctrica de media tensión y para determinar la capacidad de transformadores de distribución que se desee instalar o realizar aumentos de potencia.
- En caso de requerir instalar transformadores que no estén dentro de las capacidades con las cuales coordinan los elementos de protección; se debe realizar un análisis para reconfigurar las derivaciones o la ubicación de los fusibles para permitir la instalación de estos transformadores como casos especiales y que el sistema de coordinación de protecciones sea el adecuado.
- Retirar los reconectores que no cumplan las funciones específicas a las que fueron contruidos con el fin de utilizarlos en otras zonas en donde si sean necesarios con excepción a los que se los utiliza para transferencia de carga.
- Presentar el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Atuntaqui a la Dirección de Distribución para que se programe su implementación para mejorar la calidad de servicio eléctrico del sistema de distribución.

Referencias

- Arias, R. (22 de 09 de 2011). Ecured. Obtenido de Ecured: https://www.ecured.cu/Fusible_de_alto_voltaje
- Avila, I., Di Mauro, G. F., & Suárez, J. A. (2016). Estudio de los efectos de las descargas atmosféricas sobre la confiabilidad de las líneas aéreas de transporte de energía. Mar del Plata: Universidad Nacional de Mar del Plata. Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/314404718>
- Blackburn, J. L., & Domin, T. J. (2014). Protective relaying principles and applications (4a ed.). CRC Press. Obtenido de https://manautomata.files.wordpress.com/2016/02/protective_relaying_principles_and_applications_blackburn.pdf
- Cañizares, C. A., Conejo, A. J., & Gómez, A. (Edits.). (2018). Electric energy systems: analysis and operation (2a ed.). Boca Raton: Taylor & Francis, CRC Press.
- Comensa. (06 de 2017). Comensa. Obtenido de Comensa: <https://www.comensa.co/cortacircuitos/>
- Coria Cisneros, L. (2006). Sistemas Eléctricos de Potencia Modelado y operacion de Líneas de Transmisión. Morelia: Instituto Tecnológico de Morelia. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/114738658/Sistemas-Elctricos-de-Potencia-Modelado-y-Operacion-de-Lineasde-Transmision-Lino-Coria-Cisneros>
- Dale, P. R., & Fardo, S. W. (2009). Electrical Power Systems Technology. Lilburn: The Fairmont Press. Obtenido de https://books.google.com.ec/books/about/Electrical_Distribution_Systems.html?id=f82YTlrMn7wC&redir_esc=y
- Eremia, M., & Shahidehpour, M. (Edits.). (2013). Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons. doi:10.1002/9781118516072.ch1
- Fuchs, E. F., & Masoum, M. A. (2015). Power quality in power systems and electrical machines (2a ed.). United States: Academic Press_Elsevier. Obtenido de <https://books.google.com.ec/books?id=wuGcBAAQBAJ&pg=PA1082&dq=eBook+ISBN:+9780128009888&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwiCmrXntvcAhUG3FMKHfqNDuoQ6AEIJAA#v=onepage&q=eBook%20ISBN%3A%209780128009888&f=false>

- Gers, J. M. (2013). Distribution system analysis and automation. London: The Institution of Engineering and Technology. Obtenido de <https://edoc.site/queue/gers-juan-m-distribution-system-analysis-and-automation-institution-of-engineering-and-technology-2014-5-pdf-free.html>
- Gers, J. M., & Holmes, E. J. (2011). Protection of Electricity Distribution Networks (3a ed.). London: The Institution of Engineering and Technology. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/232619016/Gers-Juan-M-distribution-System-Analysis-and-Automation-Institution-of-Engineering-and-Technology-2014>
- Gers, J. M., & Holmes, E. J. (2011). Protection of Electricity Distribution Networks. London: The Institution of Engineering and Technology. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/232619016/Gers-Juan-M-distribution-System-Analysis-and-Automation-Institution-of-Engineering-and-Technology-2014>
- Gönen, T. (2014). Electric power distribution engineering (3a ed.). Boca Raton: Taylor & Francis, CRC Press. Obtenido de <https://books.google.com.ec/books?id=JIDSBQAAQBAJ&pg=PR4&lpg=PR4&dq=978-1-4822-0705-7&source=bl&ots=LCaDUKz4H7&sig=ACfU3U35dqR8OBuVZB8Sa4J22yDkEBvmwg&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwjAsZT4p6zgAhXo1FkKHf2YBrgQ6AEwAHoECACQAQ#v=onepage&q=978-1-4822-0705-7&f=false>
- Gönen, T. (2014). Electrical power transmission system engineering. Analysis and design (3a ed.). California, United States: Taylor & Francis, CRC Press. Obtenido de https://books.google.com.ec/books?id=6KbNBQAAQBAJ&pg=PR4&lpg=PR4&dq=978-1-4822-3223-3&source=bl&ots=tG27hYEoLz&sig=ACfU3U1ok__loAp61BE4vrJfSU-_ELT6LA&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwjfe7Sp6zgAhUqvFkKHdngCLQQ6AEwAXoECAoQAQ#v=onepage&q=978-1-4822-3223-3&f=false
- Grigsby, L. L. (2012). Electric power generation, transmission, and distribution. Florida, United States: CRC Press. Obtenido de <https://www.crcpress.com/Electric-Power-Generation-Transmission-and-Distribution/Grigsby/p/book/9781439856284>
- Horstmann, G. (11 de Julio de 2017). www.horstmannngmbh.com. Obtenido de <http://www.laprairieinc.com/wp-content/uploads/2016/02/SMART-NAVIGATOR-to-46kV.pdf>.

- Hubbell Power Systems, Inc. (1 de Octubre de 2015). Hubbell Power Systems, Inc. Obtenido de Hubbell Power Systems, Inc.: <https://hubbellcdn.com/catalogfull/10B-FuseLinks.pdf>
- Kersting, W. H. (2012). Distribution system modeling and analysis (3a ed.). Las Cruces, New Mexico, United States: Taylor & Francis, CRC Press.
- Kusko, A., & Thompson, M. (2007). Power Quality in Electrical Systems. New York: McGraw-Hill. Obtenido de <http://www.worldcat.org/title/power-quality-in-electrical-systems/oclc/174565369>
- Myeel. (2018). Seccionalizador automático electrónico seteable Autolink. Revista Ingeniería Eléctrica, 3. Obtenido de https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/329/myeel_seccionalizador
- Oliveira, M. O., Bretas, A. S., Muñoz, H. E., Orellana Paucar, R. S., Perrone, O. E., & Reversat, J. H. (2012). Principales características de la corriente inrush en transformadores. Centro de estudios de energía para el desarrollo, 7. Obtenido de http://www.ceed.org.ar/wp-content/uploads/2012/12/Oliveira_et_al_Paper_1.pdf
- Pérez, M. (2016). Calidad de la energía eléctrica. Madrid: Ibergarceta publicaciones, sl.
- Ramírez, C. F. (2003). Subestaciones de alta y extra alta tensión. Colombia: Mejía Villegas S.A.
- Sallam, A. A., & Malik, O. P. (2011). Electric distribuion systems. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Schneider Electric. (12 de 11 de 2018). Obtenido de Schneider Electric: <https://www.schneider-electric.com.ar/es/product-range/1407-serie-u%2C-serie-n%2C-serie-w/>
- Torres, O. E. (2012). Protecciones Eléctricas de las Redes de Distribución. Conferencia 2. Regímenes normales en los sistemas eléctricos de distribución (pág. 18). Ecuador: Cenase.
- Torres, O. E. (2012). Protecciones eléctricas de redes de distribución. Conferencia 3. Regímenes anormales en los sistemas eléctricos de distribución (pág. 20). Ecuador: Cenase.
- Weedy, B. M., Cory, B. J., Jenkins, N., Ekanayake, J. B., & Strbac, G. (2012). Electric Power Systems (5a ed.). United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd. doi:9780470682685

Anexos

Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador A1

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	100T	1	Derivación Primaria	808909,6750	10034797,6589
2	100T	1	Derivación Primaria	809477,6136	10035539,9620
3	100T	1	Derivación Primaria	810005,7870	10035007,5825
4	100T	1	Derivación Primaria	810243,4380	10034839,6005
5	100T	1	Derivación Primaria	809934,1208	10034219,1179
6	100T	1	Derivación Primaria	810024,8278	10036154,4618
7	100T	1	Derivación Primaria	810083,6050	10036264,3211
8	100T	1	Derivación Primaria	810313,4663	10035974,8431
9	100T	1	Derivación Primaria	810777,5858	10035503,3963
10	100T	1	Derivación Primaria	810769,5869	10035523,0337
11	100T	2	Derivación Primaria	810461,5211	10035824,1428
12	100T	3	Derivación Primaria	808909,6750	10034797,6589
13	100T	3	Derivación Primaria	809067,6564	10034916,9403
14	100T	3	Derivación Primaria	809713,8215	10035215,9918
15	100T	3	Derivación Primaria	809976,2673	10035038,6384
16	100T	3	Derivación Primaria	809911,9450	10034319,4645
17	100T	3	Derivación Primaria	809934,1208	10034219,1179
18	100T	3	Derivación Primaria	809955,6231	10036104,5226
19	100T	3	Derivación Primaria	810083,6050	10036264,3211
20	100T	3	Derivación Primaria	810160,9489	10036086,6041
21	100T	3	Derivación Primaria	810258,2570	10036031,4599
22	100T	3	Derivación Primaria	810441,5958	10035898,7146
23	100T	3	Derivación Primaria	810408,3548	10035866,0803
24	100T	3	Derivación Primaria	810532,0214	10035776,5161
25	100T	3	Derivación Primaria	810485,0183	10035728,3466
26	100T	3	Derivación Primaria	810659,6638	10035629,7707
27	100T	3	Derivación Primaria	810731,0201	10035489,4932
28	100T	3	Derivación Primaria	808923,4760	10034698,1515
29	100T	3	Derivación Primaria	808976,6129	10034731,7798
30	100T	3	Derivación Primaria	809692,1488	10035858,6204
31	100T	3	Derivación Primaria	808955,2680	10034742,0639
32	50T	3	Derivación Secundaria	810306,7520	10035757,0775
33	50T	3	Derivación Secundaria	810152,6078	10036359,7379
34	50T	3	Derivación Secundaria	810324,4396	10035616,8136
35	50T	3	Derivación Secundaria	810699,6950	10035870,3859
36	50T	3	Derivación Secundaria	809652,6889	10035878,0164
37	50T	3	Derivación Secundaria	809951,2439	10034290,0444
38	50T	1	Derivación Secundaria	808710,3645	10034378,3393

39	50T	1	Derivación Secundaria	808573,8268	10034104,5602
40	50T	1	Derivación Secundaria	808666,8140	10033731,5728
41	50T	1	Derivación Secundaria	808398,8469	10033573,0201
42	50T	1	Derivación Secundaria	808397,2380	10033586,5516
43	50T	1	Derivación Secundaria	808311,2973	10033364,2565
44	50T	1	Derivación Secundaria	808262,8583	10033284,4276
45	50T	1	Derivación Secundaria	809327,6974	10034409,4812
46	50T	1	Derivación Secundaria	809315,4193	10034395,9773
47	50T	1	Derivación Secundaria	809895,9559	10033299,0905
48	50T	1	Derivación Secundaria	809775,6279	10032681,0200
49	50T	1	Derivación Secundaria	810327,8958	10036109,8895
50	50T	1	Derivación Secundaria	810402,4440	10036169,6828
51	50T	1	Derivación Secundaria	810248,6183	10036290,8839
52	50T	1	Derivación Secundaria	810612,8699	10035997,6551
53	50T	1	Derivación Secundaria	811002,6279	10035262,4633
54	50T	1	Derivación Secundaria	809452,2828	10035891,7518
55	50T	1	Derivación Secundaria	809346,6619	10035892,5000
56	50T	1	Derivación Secundaria	808197,1606	10033170,6199
57	50T	1	Derivación Secundaria	808197,1606	10033170,6199
58	50T	1	Derivación Secundaria	810975,8293	10035240,4338
59	50T	1	Derivación Secundaria	810855,8829	10034116,0061
60	50T	1	Derivación Secundaria	810302,1415	10035196,0490
61	50T	1	Derivación Secundaria	810442,7600	10035440,9615
62	50T	1	Derivación Secundaria	810442,7600	10035440,9615
63	50T	1	Derivación Secundaria	810338,8784	10035583,9028
64	50T	1	Derivación Secundaria	810154,1643	10035461,2137
65	50T	1	Derivación Secundaria	810699,6950	10035870,3859
66	50T	1	Derivación Secundaria	811267,8198	10036186,7684
67	50T	1	Derivación Secundaria	810956,3149	10036044,6713
68	50T	1	Derivación Secundaria	810852,0978	10036199,3458
69	50T	1	Derivación Secundaria	809627,0158	10035846,3723
70	50T	1	Derivación Secundaria	810171,6271	10033474,2563
71	50T	1	Derivación Secundaria	810050,3809	10033398,5958
72	50T	1	Derivación Secundaria	809743,6809	10033204,4831
73	50T	1	Derivación Secundaria	810039,7035	10032966,7446
74	50T	1	Derivación Secundaria	809749,1770	10032654,0528
75	50T	1	Derivación Secundaria	809668,3498	10032232,0520
76	50T	1	Derivación Secundaria	809980,9308	10032054,3129
77	50T	1	Derivación Secundaria	809980,9308	10032054,3129
78	50T	1	Derivación Secundaria	809796,1075	10032392,8729
79	50T	1	Derivación Secundaria	809320,7559	10034681,6563
80	50T	1	Derivación Secundaria	808560,9485	10032963,6046
81	50T	1	Derivación Secundaria	808531,7814	10032934,8993
82	50T	1	Derivación Secundaria	808574,0415	10032932,4116
83	50T	1	Derivación Secundaria	808321,1574	10033020,6869

84	25T	1	Derivación Terciaria	809278,7726	10033595,0473
85	25T	1	Derivación Terciaria	809289,6803	10033560,9113
86	25T	1	Derivación Terciaria	810171,1278	10033090,0732
87	25T	1	Derivación Terciaria	810105,6099	10031973,9665
88	25T	1	Derivación Terciaria	810403,8970	10036594,1734
89	25T	1	Derivación Terciaria	810904,9023	10036256,4252
90	25T	1	Derivación Terciaria	811320,3835	10035161,4809
91	25T	1	Derivación Terciaria	811281,8243	10034245,6179
92	25T	1	Derivación Terciaria	811645,4250	10034756,6402
93	25T	1	Derivación Terciaria	811959,2340	10034406,2711
94	25T	1	Derivación Terciaria	811303,9149	10034118,4200
95	25T	1	Derivación Terciaria	811274,0693	10034101,8836
96	25T	1	Derivación Terciaria	811256,5066	10033832,8613
97	25T	1	Derivación Terciaria	811019,0158	10033643,8990
98	25T	1	Derivación Terciaria	810692,9206	10034124,0235
99	25T	1	Derivación Terciaria	810692,9206	10034124,0235
100	25T	1	Derivación Terciaria	810494,4375	10033969,1990
101	25T	1	Derivación Terciaria	811300,8825	10036196,1940
102	25T	1	Derivación Terciaria	810425,7719	10036494,5714
103	25T	1	Derivación Terciaria	809711,2135	10033168,4724
104	25T	1	Derivación Terciaria	811149,8914	10031370,8514
105	25T	1	Derivación Terciaria	810051,5259	10031134,9579
106	25T	1	Derivación Terciaria	809667,4959	10031724,4651
107	25T	1	Derivación Terciaria	809173,0648	10032565,8696
108	25T	1	Derivación Terciaria	808658,6999	10033006,2314
109	25T	1	Derivación Terciaria	808759,1921	10033099,4203

Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador A2

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	100T	3	Derivación Primaria	808680,846375	10035201,35230
2	100T	3	Derivación Primaria	808717,250750	10035177,32060
3	100T	1	Derivación Primaria	808740,259750	10035188,49530
4	100T	3	Derivación Primaria	808906,001875	10035537,67480
5	100T	3	Derivación Primaria	808883,114375	10035471,33280
6	100T	3	Derivación Primaria	809104,592000	10035857,65930
7	100T	3	Derivación Primaria	809084,877000	10035885,53700
8	100T	3	Derivación Primaria	809317,569250	10036242,55760
9	100T	3	Derivación Primaria	809335,327375	10036265,47080
10	100T	3	Derivación Primaria	809463,138750	10036336,86080
11	100T	3	Derivación Primaria	809573,899500	10036565,28690
12	100T	3	Derivación Primaria	809608,718500	10036530,86630
13	100T	3	Derivación Primaria	809652,940000	10036616,71060
14	100T	3	Derivación Primaria	809698,658250	10036710,68740
15	100T	3	Derivación Primaria	809772,245625	10036754,21690
16	100T	3	Derivación Primaria	810044,601375	10037042,13910
17	100T	3	Derivación Primaria	810539,877750	10037401,15330
18	100T	3	Derivación Primaria	810469,926500	10037508,49380
19	100T	3	Derivación Primaria	810625,829250	10037259,38460
20	100T	3	Derivación Primaria	810648,494500	10037284,08150
21	100T	3	Derivación Primaria	810879,766000	10036796,05250
22	100T	3	Derivación Primaria	810996,163125	10036824,05430
23	100T	3	Derivación Primaria	809723,453500	10036687,55080
24	100T	1	Derivación Primaria	809863,078000	10036907,76730
25	100T	1	Derivación Primaria	809880,613375	10036892,53350
26	100T	1	Derivación Primaria	809920,068250	10036989,63090
27	100T	1	Derivación Primaria	809951,894750	10036959,70110
28	100T	1	Derivación Primaria	810141,459125	10037158,06990
29	100T	3	Derivación Primaria	810258,857625	10037285,27190
30	100T	3	Derivación Primaria	810953,223500	10036813,44040
31	100T	1	Derivación Primaria	810920,729000	10036805,44150
32	100T	3	Derivación Primaria	811121,130000	10036709,82710
33	100T	1	Derivación Primaria	811228,311000	10036580,91680
34	50T	3	Derivación Secundaria	809155,183750	10035370,29080
35	50T	1	Derivación Secundaria	809124,543375	10035385,25680
36	50T	1	Derivación Secundaria	809294,587125	10035650,73190
37	50T	3	Derivación Secundaria	809649,450750	10036194,16750
38	50T	3	Derivación Secundaria	809703,799625	10036151,88630
39	50T	3	Derivación Secundaria	810163,049125	10036410,09790
40	50T	1	Derivación Secundaria	810150,243250	10036397,18610
41	50T	1	Derivación Secundaria	810074,526500	10036515,39910

42	50T	1	Derivación Secundaria	809992,814750	10036448,19050
43	50T	3	Derivación Secundaria	809845,927750	10036417,53090
44	50T	3	Derivación Secundaria	809888,808625	10036398,83930
45	50T	3	Derivación Secundaria	809920,338750	10036352,69210
46	50T	3	Derivación Secundaria	809944,977625	10036343,62990
47	50T	3	Derivación Secundaria	810035,692750	10036405,42110
48	50T	3	Derivación Secundaria	810052,987125	10036525,51850
49	50T	3	Derivación Secundaria	809901,509250	10036639,65910
50	50T	3	Derivación Secundaria	809984,851750	10036733,69510
51	50T	1	Derivación Secundaria	810037,184250	10036743,26600
52	50T	1	Derivación Secundaria	810039,625250	10036784,82840
53	50T	3	Derivación Secundaria	809849,591125	10036711,60980
54	50T	3	Derivación Secundaria	809826,911250	10036685,33250
55	50T	1	Derivación Secundaria	810100,765750	10036984,76660
56	50T	1	Derivación Secundaria	810211,745250	10037061,45590
57	50T	1	Derivación Secundaria	810432,128000	10037064,12450
58	50T	1	Derivación Secundaria	810393,120750	10037099,60100
59	50T	1	Derivación Secundaria	810390,829625	10037056,20810
60	50T	3	Derivación Secundaria	810710,122250	10036750,17710
61	50T	1	Derivación Secundaria	810733,018625	10036719,23330
62	50T	3	Derivación Secundaria	810501,422250	10037542,10140
63	50T	1	Derivación Secundaria	811168,600000	10036871,50320
64	25T	3	Derivación Terciaria	810275,041875	10036524,33530
65	25T	1	Derivación Terciaria	810378,928625	10036615,36330
66	25T	1	Derivación Terciaria	810486,800500	10036687,43550
67	25T	1	Derivación Terciaria	810285,797250	10037198,88200

Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador A3

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	100T	1	Derivación Primaria	807849,3526	10034896,55
2	100T	1	Derivación Primaria	807793,8338	10034854,92
3	100T	1	Derivación Primaria	807793,8338	10034854,92
4	100T	3	Derivación Primaria	807484,5845	10034800,81
5	100T	1	Derivación Primaria	807226,2453	10034612,68
6	100T	3	Derivación Primaria	807637,1375	10034980,72
7	100T	1	Derivación Primaria	807637,1375	10034980,72
8	50T	1	Derivación Secundaria	807584,6014	10034681,59
9	50T	3	Derivación Secundaria	807767,3245	10035156,19
10	50T	1	Derivación Secundaria	807519,4965	10035574,37
11	50T	1	Derivación Secundaria	807507,1485	10034612,73
12	50T	1	Derivación Secundaria	807449,873	10034542,12
13	50T	3	Derivación Secundaria	807876,8176	10035298,34

Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador A4

	Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
				X	Y
1	100T	1	Derivación Primaria	809078,7396	10036222,39
2	100T	1	Derivación Primaria	809236,0953	10036730,26
3	100T	1	Derivación Primaria	809226,4971	10036752,76
4	100T	1	Derivación Primaria	810157,285	10037585,98
5	100T	1	Derivación Primaria	809261,1861	10036507,43
6	100T	1	Derivación Primaria	809946,6623	10037529,45
7	100T	1	Derivación Primaria	809115,2953	10037104,2
8	100T	1	Derivación Primaria	809115,2953	10037104,2
9	100T	1	Derivación Primaria	809151,0168	10036799,79
10	100T	1	Derivación Primaria	809097,8019	10036733,96
11	100T	1	Derivación Primaria	809046,3188	10036670,13
12	100T	1	Derivación Primaria	808940,1396	10036752,23
13	100T	1	Derivación Primaria	808664,9023	10036948,67
14	100T	3	Derivación Primaria	808845,9428	10036066,22
15	100T	3	Derivación Primaria	808298,7074	10035280,39
16	100T	3	Derivación Primaria	808879,5038	10036039,07
17	100T	3	Derivación Primaria	809195,0188	10036386,54
18	100T	3	Derivación Primaria	809229,7988	10036359,72
19	100T	3	Derivación Primaria	809411,9244	10036589,77
20	100T	3	Derivación Primaria	809399,2876	10036623,59
21	100T	3	Derivación Primaria	809115,2953	10037104,2
22	100T	3	Derivación Primaria	809148,8174	10037161,69
23	100T	3	Derivación Primaria	809517,4776	10037381,64
24	100T	3	Derivación Primaria	809946,6623	10037529,45
25	100T	3	Derivación Primaria	810351,6539	10037624,08
26	100T	3	Derivación Primaria	809379,2278	10036901,33
27	100T	3	Derivación Primaria	808015,0398	10037117,59
28	100T	3	Derivación Primaria	808876,0056	10036673,49
29	100T	3	Derivación Primaria	808668,8135	10035763,34
30	100T	3	Derivación Primaria	809410,2483	10036829,68
31	50T	1	Derivación Secundaria	808914,1408	10036013,34
32	50T	1	Derivación Secundaria	808736,5363	10036443,38
33	50T	1	Derivación Secundaria	808767,672	10036507,5
34	50T	1	Derivación Secundaria	808821,8125	10036605,37
35	50T	1	Derivación Secundaria	808834,2103	10037546,07
36	50T	1	Derivación Secundaria	808904,6633	10037490,5
37	50T	1	Derivación Secundaria	808904,6633	10037490,5
38	50T	1	Derivación Secundaria	810402,1401	10037847,75
39	50T	1	Derivación Secundaria	809470,8423	10037025
40	50T	1	Derivación Secundaria	809483,1068	10037028,83
41	50T	1	Derivación Secundaria	809763,1978	10037693,7

42	50T	1	Derivación Secundaria	809763,1978	10037693,7
43	50T	1	Derivación Secundaria	810446,6764	10037901,21
44	50T	1	Derivación Secundaria	809657,7274	10037877,46
45	50T	1	Derivación Secundaria	808979,5798	10037234,69
46	50T	1	Derivación Secundaria	808862,3046	10037336,8
47	50T	1	Derivación Secundaria	807578,464	10037178,68
48	50T	1	Derivación Secundaria	808854,0998	10035717,03
49	50T	1	Derivación Secundaria	808289,0898	10035773,83
50	50T	1	Derivación Secundaria	808126,6558	10035880,12
51	50T	1	Derivación Secundaria	808126,6558	10035880,12
52	50T	1	Derivación Secundaria	808081,9065	10036201,76
53	50T	1	Derivación Secundaria	810169,0363	10037563,79
54	50T	3	Derivación Secundaria	809114,9789	10037272,78
55	50T	3	Derivación Secundaria	809686,7024	10037165,27
56	50T	3	Derivación Secundaria	809838,4563	10037169,04
57	50T	3	Derivación Secundaria	809440,5229	10036942,14
58	50T	3	Derivación Secundaria	809564,0733	10036966,95
59	50T	3	Derivación Secundaria	809610,2216	10036888,6
60	50T	3	Derivación Secundaria	808005,5009	10038246
61	50T	3	Derivación Secundaria	809029,7874	10035927,95
62	50T	3	Derivación Secundaria	808687,7925	10036479,37
63	50T	3	Derivación Secundaria	808256,829	10035770,96
64	50T	3	Derivación Secundaria	807578,464	10037178,68
65	50T	3	Derivación Secundaria	809405,9016	10036971,6
66	50T	3	Derivación Secundaria	809673,778	10036809,96
67	50T	3	Derivación Secundaria	809748,5998	10036892,84
68	50T	3	Derivación Secundaria	809722,2661	10036918,91
69	50T	3	Derivación Secundaria	810130,8841	10037516,02
70	25T	1	Derivación Terciaria	808714,6313	10036777,36
71	25T	1	Derivación Terciaria	808927,1824	10036520
72	25T	1	Derivación Terciaria	809098,6926	10037632,26
73	25T	1	Derivación Terciaria	808517,5823	10037770,34
74	25T	1	Derivación Terciaria	808438,218	10037784,78
75	25T	1	Derivación Terciaria	809632,0363	10037900
76	25T	1	Derivación Terciaria	809542,8736	10037973,43
77	25T	1	Derivación Terciaria	808312,1899	10036199,89
78	25T	1	Derivación Terciaria	808340,7666	10036180,57
79	25T	1	Derivación Terciaria	807753,523	10036756,89
80	25T	1	Derivación Terciaria	808378,1348	10037820,6
81	25T	3	Derivación Terciaria	808119,5053	10037357,28
82	25T	3	Derivación Terciaria	807933,6413	10037401,29

Anexo E: Fusibles propuestos para el alimentador A5

Fusibles	#Fases	Asignación	Coordenadas	
			X	Y
100T	1	Derivación Primaria	807554,79	10031585
100T	1	Derivación Primaria	807534,28	10031224
100T	1	Derivación Primaria	808720,48	10034675
100T	1	Derivación Primaria	808601,04	10034496
100T	1	Derivación Primaria	808532,14	10034430
100T	1	Derivación Primaria	808614,99	10034464
100T	1	Derivación Primaria	808453,32	10034322
100T	1	Derivación Primaria	808403,62	10034260
100T	1	Derivación Primaria	808306,84	10034004
100T	1	Derivación Primaria	808182,62	10033771
100T	1	Derivación Primaria	808108,79	10033704
100T	1	Derivación Primaria	808007,56	10033619
100T	1	Derivación Primaria	807895,19	10033447
100T	3	Derivación Primaria	807903,72	10033355
100T	3	Derivación Primaria	807903,72	10033355
100T	3	Derivación Primaria	807813,23	10033191
100T	1	Derivación Primaria	807803,66	10032597
100T	1	Derivación Primaria	807751,57	10032629
100T	1	Derivación Primaria	807701,15	10032329
100T	1	Derivación Primaria	807627,85	10032091
100T	1	Derivación Primaria	807596,73	10031978
100T	3	Derivación Primaria	807583,63	10031924
100T	3	Derivación Primaria	807504,06	10031276
50T	1	Derivación Secundaria	807625,99	10031108
50T	1	Derivación Secundaria	807771,54	10033535
50T	3	Derivación Secundaria	807996,43	10033296
50T	1	Derivación Secundaria	807998,85	10033155
50T	1	Derivación Secundaria	807539,96	10032417
50T	1	Derivación Secundaria	807832,29	10032504
50T	1	Derivación Secundaria	807542,66	10031568
50T	1	Derivación Secundaria	807542,66	10031568
50T	1	Derivación Secundaria	807364,21	10031220
50T	1	Derivación Secundaria	807364,21	10031220
50T	1	Derivación Secundaria	806924,27	10030688
50T	1	Derivación Secundaria	806876,35	10030718
50T	1	Derivación Secundaria	806852,04	10030742
50T	3	Derivación Secundaria	808043,72	10033265
50T	3	Derivación Secundaria	807407,58	10033506
50T	1	Derivación Secundaria	807359,62	10033530
50T	1	Derivación Secundaria	807359,62	10033530
50T	1	Derivación Secundaria	807166,17	10033037

50T	1	Derivación Secundaria	807725,15	10032072
50T	1	Derivación Secundaria	806924,27	10030688
50T	1	Derivación Secundaria	806544,97	10030398
50T	1	Derivación Secundaria	806229,7	10030444
50T	1	Derivación Secundaria	806029,8	10030484
50T	1	Derivación Secundaria	805902,71	10030462
50T	1	Derivación Secundaria	805902,71	10030462
50T	1	Derivación Secundaria	805902,71	10030462
50T	1	Derivación Secundaria	806878,66	10030733
25T	1	Derivación Terciaria	807935,54	10032405
25T	1	Derivación Terciaria	807421,78	10031610
25T	1	Derivación Terciaria	807141,21	10030485
25T	1	Derivación Terciaria	806171,16	10031267
25T	1	Derivación Terciaria	805799,1	10030374
25T	1	Derivación Terciaria	806540,06	10030351
25T	1	Derivación Terciaria	808167,62	10032320
25T	1	Derivación Terciaria	806377,03	10029753
25T	1	Derivación Terciaria	806506,45	10029939
25T	1	Derivación Terciaria	805690,35	10030646
25T	1	Derivación Terciaria	805744,98	10030593
25T	1	Derivación Terciaria	805804,8	10030070
25T	1	Derivación Terciaria	805753,45	10029905
25T	1	Derivación Terciaria	805753,45	10029905
25T	1	Derivación Terciaria	806839,83	10030771
25T	1	Derivación Terciaria	806603	10031005
25T	1	Derivación Terciaria	806489,46	10031116
25T	1	Derivación Terciaria	806417,86	10031187
25T	1	Derivación Terciaria	806204,81	10031305
25T	1	Derivación Terciaria	806204,81	10031305
25T	1	Derivación Terciaria	806124,39	10031188